Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE
ET DE LA MER

Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Volet relatif à la sécurité d'approvisionnement

et

au développement des infrastructures et de la flexibilité du système énergétique

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la CROISSANCE VERTE

Table des matières

1 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT 3

1.1 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE 3
1.1.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement électrique en France 4
1.1.2 Le critère de défaillance électrique 7
1.1.3 La participation des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement 8
1.1.4 Le mécanisme de capacité, un outil au service de la sécurité d'approvisionnement 10
1.1.5 Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne ou régionale 11
1.1.6 Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle locale 12
1.1.7 Les prévisions de RTE sur l'équilibre offre-demande 13
1.2 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ 13
1.2.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement en gaz 14
1.2.2 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement 14
1.3 LES INTERACTIONS ENTRE LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE ET EN GAZ 19
1.4 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN PRODUITS PETROLIERS 19
1.4.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement des produits pétroliers 20
1.4.2 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement 20
1.5 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN URANIUM 22
1.6 CONCLUSION 23

2 LES INFRASTRUCTURES ET LA FLEXIBILITE DU SYSTEME ENERGETIQUE 24

2.1 LE SYSTEME ELECTRIQUE 24
2.1.1 Introduction – les sources de flexibilité du système électrique 24
2.1.2 Le pilotage de la demande électrique 25
2.1.3 Les réseaux électriques 27
2.1.4 Le stockage d'électricité 33
2.1.5 L'autoconsommation / autoproduction et la production locale d'énergie 36
2.2 LES INFRASTRUCTURES GAZIERES 40
2.2.1 Les réseaux de transport 41
2.2.4 Le stockage de gaz 44
2.3 LES INFRASTRUCTURES PETROLIERES 45
2.3.1 Les infrastructures de stockage et de distribution 45
2.3.2 Les réseaux de pipelines 46
2.4 LES RESEAUX DE CHALEUR ET DE FROID 48
2.4.1 Etat des lieux des réseaux de chaleur et de froid 48
2.4.2 Principaux enjeux 50
2.4.3 Objectifs 52
2.4.4 Le stockage de chaleur 54
2.5 INTERACTIONS ET TRANSFERTS ENTRE ENERGIES 55

1 La sécurité d'approvisionnement

Le présent chapitre a pour objet de décrire les enjeux et les dispositions relatifs à la sécurité d'approvisionnement énergétique. Ce volet de la PPE définit les critères de sûreté du système énergétique, notamment le critère de défaillance pour l'électricité mentionné à l'article L. 141-7.

La sécurité d'approvisionnement peut se définir comme la capacité du système énergétique à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible du marché.

Du fait de l'évolution des usages et des modes de vie, la société française est aujourd'hui de plus en plus sensible, sur les plans économique et social, à la sécurité d'alimentation et à la qualité de fourniture en énergie. La sauvegarde de l'intégrité du système énergétique est donc un impératif toujours plus fort, qui, dans le contexte de la transition énergétique, se traduit pour les infrastructures énergétiques par les orientations suivantes, qui sont parmi les plus structurantes :

- les infrastructures doivent garder un haut niveau de fiabilité, ce qui nécessite de moderniser les plus anciennes ;
- leur financement doit être assuré, dans un contexte de baisse de la consommation de certaines énergies fossiles ou de changement de modèle de consommation (développement de l'autoconsommation électrique par exemple) ;
- elles doivent être adaptées aux évolutions du système énergétique (décentralisation de la production électrique, répartition des stocks stratégiques pétroliers…), et renforcées au niveau local (réseaux de distribution, développement du GNL porté dans les zones non desservies par le réseau de gaz…) ;
- elles devront à plus long terme s'articuler avec le développement du stockage de l'électricité, dans une perspective de diversification du mix électrique, de développement des bâtiments et territoires à énergie positive, et d'interactions croissantes entre vecteurs énergétiques.

Assurer la sécurité d'approvisionnement passe notamment par la maîtrise de la demande d'énergie, par la production d'énergies décarbonées, dont les énergies renouvelables, et par la diversification des approvisionnements.

1.1 La sécurité d'approvisionnement en électricité

Document de référence :

- ⇨ ***Panorama Energie Climat, Fiche « Garantir la sécurité du système électrique », DGEC, 2015.***
- ⇨ ***Bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, 2014-2016.***

Garantir la sécurité du système électrique vise à éviter les risques de coupure de courant localisées ou de black-out à plus grande échelle. La sécurité du système électrique repose sur deux piliers qu'il convient de bien distinguer :

- l'adéquation des capacités électriques pour couvrir à tout moment la demande d'électricité : comme l'électricité est un bien qui ne se stocke pas bien, il est nécessaire de pouvoir satisfaire à tout moment la demande grâce à la production, toutes deux étant soumises à des aléas ;
- la sûreté de fonctionnement du système électrique, qui désigne la capacité du réseau électrique à acheminer l'électricité des producteurs d'électricité aux consommateurs. Ce deuxième pilier relève principalement du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, et des gestionnaires des réseaux de distribution.

La dernière grande crise électrique est intervenue le samedi 4 novembre 2006 à 22h10, pour des raisons de gestion du réseau. La mise hors tension d'une double ligne de 400 kW par l'un des quatre gestionnaires de réseau de transport allemand et diverses manœuvres sur le réseau ont entraîné une dégradation de la répartition des flux sur le réseau européen et sa séparation en trois zones déconnectées les unes des autres. La zone où la France était incluse a été soumise à un important

déficit de production, conduisant à une chute brutale de la fréquence à 49 Hz et le délestage d'environ 5 millions d'abonnés français. La très grande majorité a pu être réapprovisionnée en moins d'une heure.

Dans notre système électrique, l'équilibre offre-demande est soumis à deux principaux types de risques qu'il convient de distinguer :

- D'une part à des pointes de consommation, qui, en raison de la thermosensibilité de la consommation électrique, apparaissent lors d'évènements climatiques extrêmes ;
- D'autre part à des fluctuations à l'échelle horaire, journalière ou hebdomadaire, aussi bien du côté de l'offre (en raison de l'intermittence de la production renouvelable fonction des conditions climatiques, de vent, de nébulosité, d'ensoleillement…) que du côté de la demande.

Ces deux types de risques appellent des réponses différentes :

- Le passage des pointes de consommation nécessite de disposer de suffisamment de capacités électriques fiables et disponibles pendant les périodes de pointe, qu'il s'agisse de production ou d'effacement ;
- La gestion des fluctuations rapides de l'offre et de la demande nécessite de disposer de suffisamment de leviers de flexibilité dans le système électrique de manière à compenser ces fluctuations, grâce au pilotage de la demande, au stockage, aux réseaux ou aux unités de production programmables (réserves).

Au-delà de ces deux types de risque, le risque de défaut générique affectant plusieurs réacteurs nucléaires constitue l'un des enjeux de la diversification du mix électrique et du développement des outils de flexibilité permettant d'assurer l'équilibre offre-demande d'électricité (effacements, interconnexions, etc.).

1.1.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement électrique en France

Orientations

⇨ **Maîtriser la pointe de consommation électrique.**

⇨ **Préciser d'ici 2018 l'évaluation des besoins de flexibilité du système électrique aux horizons 2023 et 2030, et développer le niveau de flexibilité adéquat pour assurer la sécurité d'approvisionnement.**

La problématique de la pointe de consommation

En France, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité est constitué par la pointe de consommation hivernale. La consommation électrique française étant fortement thermosensible en raison de la part importante du chauffage électrique qui s'est développé depuis la fin des années 1970, des pics de demande se produisent lors des vagues de froid hivernales qui excèdent largement la consommation électrique moyenne : la consommation augmente alors d'environ 2,4 GW par degré Celsius en moins. Le niveau maximal de puissance appelée à ce jour au niveau national a atteint 102,1 GW, lors d'une vague de froid exceptionnelle le 8 février 2012.

Le parc de production doit donc être dimensionné en fonction du pic de consommation et non de la demande moyenne annuelle, tout en tenant compte de la capacité de certains consommateurs à réduire leur consommation et de la contribution des capacités électriques situées à l'étranger.

Depuis les années 2000, on a constaté une croissance de la pointe électrique environ 2,5 fois plus rapide que la croissance de la consommation. Cette problématique de croissance tendancielle de la pointe se double d'une problématique de variabilité de la pointe : l'écart entre les pointes des années 2012 (102,1 GW) et 2014 (82,5 GW) est de près de 20 GW, une capacité équivalente à plus de 40 centrales à cycle combiné gaz.

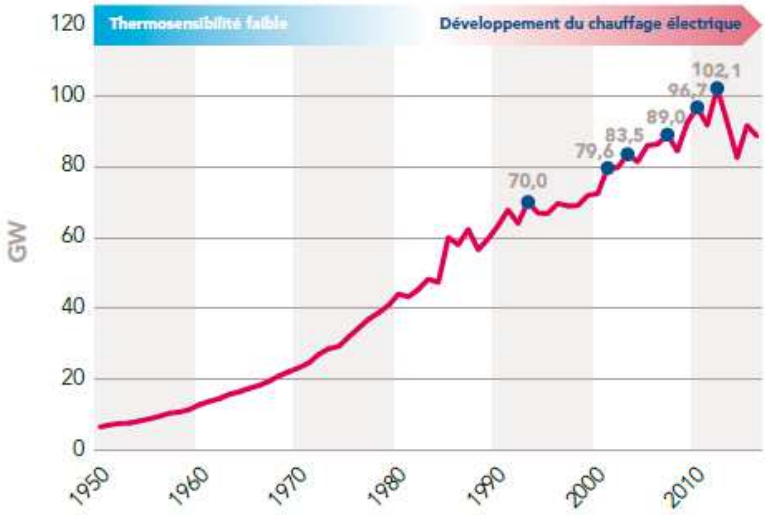


Figure 1 : Historique des pointes de consommation annuelles (source : RTE, 2016)

L'évolution de la pointe électrique dépend essentiellement de l'évolution des usages thermosensibles de l'électricité, au premier rang desquels le chauffage électrique. La mise en place de la réglementation thermique 2012 a conduit à une forte baisse de la part de marché du chauffage électrique dans les logements neufs, qui se situe en 2015 à un niveau proche des autres modes de chauffage. Dans le tertiaire neuf, la part de marché du chauffage électrique est de 46 % en 2015. Au sein des modes de chauffage électrique, la progression des pompes à chaleur électriques, principalement dans le logement individuel, contribue également à réduire la demande d'électricité à la pointe. L'évolution de la pointe électrique dépendra aussi du développement des usages non-thermosensibles : il s'agit des nouveaux usages de confort et de loisirs, des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), de la croissance des équipements existants via le multi-équipement (électroménager), des transferts d'usage (cuisson électrique). De manière générale, l'évolution de la pointe électrique dépendra du rythme des rénovations énergétiques des bâtiments.

Compte tenu de ces évolutions, RTE indique dans son bilan prévisionnel 2016 que la croissance de la consommation à la pointe devrait rejoindre la croissance de la consommation électrique totale (ce qui ne supprime pas la très grande dépendance de la consommation de pointe aux conditions climatiques).

Anticiper les besoins futurs de flexibilité

Le système électrique français, grâce notamment à son parc hydraulique important, est aujourd'hui suffisamment flexible pour pouvoir répondre aux fluctuations de court terme de l'offre et de la demande, aux échelles horaire, journalière ou hebdomadaire.

Cependant, la transition énergétique s'accompagne de nouveaux enjeux qui pourraient faire évoluer le besoin de flexibilité à l'horizon de la PPE : il s'agit du développement de nouveaux usages de l'électricité, de l'évolution de la demande et des capacités de pilotage de la demande, et du décalage croissant entre les moments où l'électricité peut être produite et ceux pendant lesquels elle est consommée.

Les nouveaux usages de l'électricité

Le développement de la voiture électrique constitue à la fois une menace et une opportunité pour le système électrique, selon la stratégie adoptée pour la gestion de leur charge. Si les véhicules sont rechargés uniquement en fonction de leur propre besoin individuel, des variations brutales de la puissance appelée risquent d'apparaître lorsque plusieurs millions de véhicules électriques se brancheront de manière simultanée, conduisant à un renforcement de la pointe journalière. A l'inverse, si des contraintes réglementaires ou des incitations tarifaires amènent un décalage des heures de recharge vers les heures de moindre consommation, alors l'impact sur la pointe journalière sera

moins marqué, au bénéfice de la collectivité. Il sera donc essentiel de développer des solutions d'optimisation de la charge des véhicules électriques.

L'essor des énergies intermittentes

Un autre enjeu pour la flexibilité du système électrique est lié à l'essor des énergies renouvelables intermittentes. Des simulations effectuées par RTE et publiées dans le bilan prévisionnel 2015 ont permis de poser un diagnostic sur le besoin de flexibilité engendré par le développement du photovoltaïque et de l'éolien. Elles montrent notamment que l'éolien et le photovoltaïque ont des impacts très différents sur le système électrique : l'éolien crée principalement un besoin de flexibilité hebdomadaire, alors que le photovoltaïque crée un besoin de flexibilité horaire et journalier.

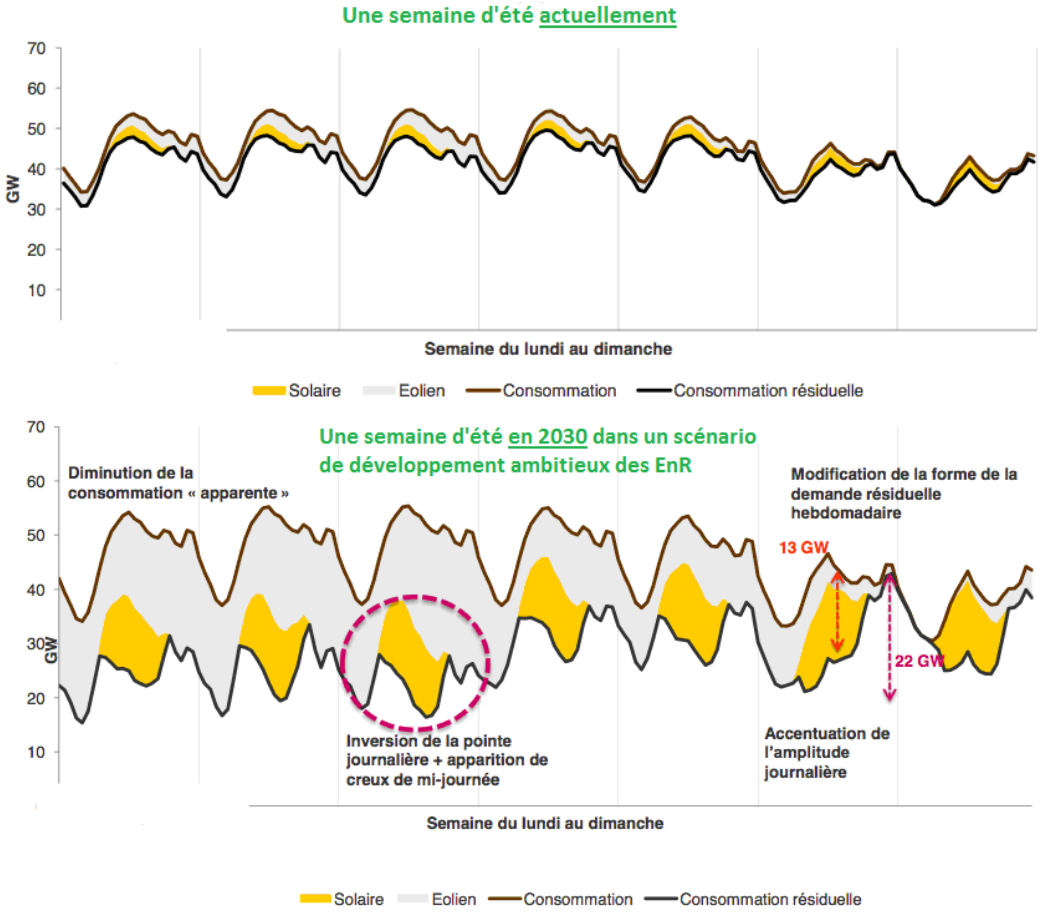


Figure 2 : Illustration de la variabilité de la demande électrique et de la demande résiduelle aujourd'hui et dans un scénario de fort développement d'EnR en 2030 (source : RTE, 2015)

Dans un scénario de développement ambitieux des énergies renouvelables en 2030[1], les fortes capacités installées d'éolien (36,6 GW dont 9 GW en mer) et de photovoltaïque (24,1 GW) modifient profondément l'allure de la consommation résiduelle, c'est-à-dire la consommation d'électricité nette de la production renouvelable fatale. Si le rythme « haut » de la PPE de développement des énergies renouvelables est maintenu après 2023, ces niveaux pourraient être atteints dès 2025 pour le PV et dès 2027 pour l'éolien. Avec de telles capacités installées, une inversion de la pointe journalière et l'apparition d'un creux dans la demande résiduelle à la mi-journée se produisent, reflétant le pic de production photovoltaïque. L'amplitude journalière de la consommation résiduelle s'accentue, tandis que la forme de la demande résiduelle à l'échelle hebdomadaire est modifiée.

[1] Scénario « Nouveau Mix » du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande, édition 2014. Ce scénario repose sur une sobriété énergétique, qui permet de réduire la consommation, et une poussée significative des EnR dans une perspective d'une réduction de la part du nucléaire à 50% du mix de production.

Des effets de seuil liés au taux de pénétration du photovoltaïque apparaissent : les premiers GW de photovoltaïque installés n'augmentent pas le besoin de flexibilité horaire dans la mesure où la production intervient pendant une période de consommation en milieu de journée, alors qu'au-dessus d'un point d'inflexion situé autour de 20 à 30 GW en France, toute capacité photovoltaïque supplémentaire installée augmenterait le besoin de flexibilité horaire et journalier. A l'horizon 2030, le scénario « Nouveau mix » de RTE témoigne surtout d'une augmentation de la variabilité hebdomadaire, notamment en cas de succession de plusieurs jours sans vent et sans soleil.

De nombreux travaux sont actuellement menés pour améliorer la prévisibilité de la production renouvelable, étroitement liée aux conditions météorologiques. A titre d'exemple, RTE s'est doté d'un outil lui permettant, en partenariat avec Météo France et les producteurs, de disposer à chaque instant des données nécessaires pour prévoir l'évolution de la production éolienne et solaire.

L'enjeu de la flexibilité apparaît cependant maîtrisé sur l'horizon de la PPE, le principal scénario de risque pouvant mener à une rupture de l'équilibre offre-demande restant la vague de froid. Des moyens de flexibilité hebdomadaires supplémentaires pourraient être nécessaires à l'horizon 2030.

1.1.2 Le critère de défaillance électrique

Orientations

- ⇨ **Maintenir jusqu'en 2018 le critère de défaillance du système électrique à son niveau actuel, soit une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité.**
- ⇨ **Mener d'ici 2018 une évaluation du coût de la défaillance et examiner l'opportunité d'une révision du niveau du critère de défaillance, en lien avec les réflexions européennes sur la mise en cohérence des critères nationaux.**

Documents de référence :

- ⇨ ***Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande en électricité, RTE, 2015.***
- ⇨ ***Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? RTE, 2011.***

Le bilan prévisionnel pluriannuel d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, réalisé tous les ans par RTE, constitue l'outil de référence pour évaluer les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement électrique en France. Le bilan comprend une étude approfondie relative à l'équilibre offre-demande sur les cinq années suivant sa publication, qui quantifie la durée moyenne de défaillance, analyse les scénarios de risque, évalue les capacités de production d'électricité ou d'effacement nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique, et examine la situation des zones de tension locales.

La quantification du risque de défaillance est faite à partir d'une modélisation probabiliste du système électrique, portant sur 12 pays de la plaque ouest-européenne : la contribution des autres pays européens à notre approvisionnement, via les interconnexions, est ainsi prise en compte.

Le critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de délestage accepté chaque année par la collectivité. Il est défini comme « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ». Ce critère signifie que chaque année, l'espérance, sur l'ensemble des scénarios possibles, et en tenant compte de la contribution des interconnexions, de la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures. Il existe d'autres moyens de mesurer la défaillance : par la durée des délestages, leur fréquence, leur profondeur, etc. ; le dépassement du critère retenu rend compte de l'existence d'une défaillance mais pas de son ampleur (en nombre de personnes délestées, par exemple). Le respect du critère n'implique pas une absence totale de risque totale de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

Le niveau du critère peut être interprété au regard du principal scénario de risque en France continentale, qui est la vague de froid décennale. Une vague de froid telle qu'il s'en produit en moyenne une fois tous les dix ans pourrait conduire à des délestages durant les heures de pointe (8h-13h puis 18h-20h) pendant 4 jours consécutifs, soit une trentaine d'heures de défaillance. Cela revient à 3 heures par an en moyenne.

Le niveau du critère est le résultat d'un arbitrage économique entre le coût des coupures de courant lors des délestages et le coût des mesures permettant de réduire cette durée moyenne et cette fréquence. A titre d'illustration et de manière simplifiée, en supposant que le coût de l'énergie non distribuée est de 20 000 €/MWh[2] (soit près de 200 fois plus que le tarif de vente de l'électricité), et que le coût de construction annualisé d'un moyen de pointe est de 60 000 €/MW.an, alors il est rentable pour la collectivité d'accepter des coupures de courant tant que leur durée reste inférieure à trois heures par an ; au-delà, la construction d'un moyen de pointe supplémentaire est souhaitable, car son coût sera inférieur au préjudice évité. Une estimation plus précise devra tenir compte de la diversité des valeurs que les consommateurs attribuent à l'électricité ainsi que du caractère discret des investissements dans les moyens de pointe.

Les impacts d'une sévérisation du critère sont significatifs puisqu'ils pourraient conduire à conserver en réserve des moyens de production anciens, émetteurs de gaz à effet de serre, coûteux et relativement polluants ; un recours accru aux effacements de consommation permettrait néanmoins de minimiser ces impacts. Dans un contexte de mise en place du mécanisme de capacité et de discussions avec les pays voisins sur le bon niveau de sécurité d'approvisionnement électrique, il apparaît pertinent de ne pas modifier le niveau du critère sans de nouvelles analyses qui devraient être conduites d'ici la prochaine PPE. La comparaison avec les niveaux des critères de défaillance retenus dans les pays voisins, lorsqu'ils existent, montre que le critère français fait partie des plus exigeants :

Pays	Niveau du critère
Allemagne	Pas de critère
Belgique	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne Espérance de défaillance inférieure à 20h/an dans les 5% des cas les plus défavorables
Danemark	Pas de critère
Espagne	Marge de capacité de 10%
France	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne
Irlande	Espérance de défaillance inférieure à 8h/an en moyenne
Italie	Pas de critère
Pologne	Niveau cible de capacité
Portugal	Marge de capacité et espérance de défaillance inférieure à 8h/an en moyenne
Suède	Pas de critère

Tableau 1 - Critères de défaillance (source : Commission européenne)

1.1.3 La participation des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement

Orientations

⇨ **Poursuivre les travaux de développement des interconnexions essentielles identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE et continuer à étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions avec les pays voisins lorsqu'elles sont économiquement justifiées.**

Documents de référence :

⇨ ***Schéma décennal de développement du réseau de RTE, 2015.***

La capacité d'interconnexion globale de la France s'élevait fin 2014 à environ 15 GW en export et 12 GW en import, soit un taux d'interconnexion d'environ 10,5 %. Les capacités réellement disponibles

[2] Le coût économique d'une coupure de courant supérieure à 3 minutes est estimé en 2011 en France à 26 000 €/MWh par RTE.

en moyenne peuvent être inférieures, du fait des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques de chaque pays.

La construction des interconnexions transfrontalières a historiquement obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement. Les interconnexions offrent la possibilité d'importer de l'électricité depuis un pays voisin en cas de tension sur l'approvisionnement national, ce qui constitue une solution économiquement efficace. Les interconnexions permettent un foisonnement des aléas géographiques entre pays, et ce de manière d'autant plus efficace que les fondamentaux nationaux sur lesquels repose la sécurité d'approvisionnement des différents pays sont différents. Les spécificités nationales réduisent en effet les corrélations des aléas et atténuent les conséquences de l'occurrence de tensions nationales : l'aléa dominant en France est aujourd'hui, et demeurera sur la période de la PPE, la thermosensibilité de la demande ; l'aléa lié à l'intermittence des énergies renouvelables est dominant dans les pays où le taux de pénétration de ces énergies renouvelables est le plus important (Danemark, Allemagne) ; l'aléa lié à la production hydraulique est dominant dans les pays où son rôle dans la production est majeur (Norvège, Suisse, Portugal).

Les interconnexions évitent à la France d'investir dans des capacités supplémentaires pour assurer sa sécurité d'approvisionnement. Les échanges transfrontaliers permettent de disposer de la disponibilité des capacités à l'étranger, dont la contribution s'élève en moyenne aux environs de 8 à 10 GW. En leur absence, l'espérance de durée de défaillance serait de l'ordre d'une cinquantaine d'heures dès l'hiver 2015-2016. A moyen terme, les développements prévus permettront d'augmenter la capacité d'import, jusqu'à 13 GW pour l'hiver 2020-2021.

En plus de contribuer à notre sécurité d'approvisionnement et d'éviter la construction de centrales de pointe, les interconnexions constituent un levier de flexibilité complémentaire de l'essor des énergies renouvelables grâce au foisonnement des aléas de production géographiques. A long terme, le développement important des capacités d'interconnexion contribuera à garantir l'accueil de capacités importantes d'énergies renouvelables dans le système électrique français et européen : le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité élaboré par RTE en 2014 évalue à près de 10 GW l'accroissement des capacités d'interconnexions à l'étude ou en projet pour une mise en service d'ici 2024. Le scénario Nouveau Mix du bilan prévisionnel 2014 de RTE suppose quand à lui une capacité maximale d'import hivernale de 24 GW et une capacité maximale d'export de 29 GW afin de garantir l'équilibre du système à l'horizon 2030, soit un taux d'interconnexion de près de 17%.

Les projets d'interconnexion identifiés dans le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité de RTE sont les suivants :

CAPACITÉS DES INTERCONNEXIONS (GW)		Au 1/1/2016	Accroissement attendu
FRANCE	IRLANDE	0	+0,7
		0	+0,7
FRANCE	ANGLETERRE	2	+2 à + 3,4
		2	+2 à + 3,4
FRANCE	BELGIQUE	3,6	+0,6 à +1,3
		1,8	+0,6 à +1,3
FRANCE	ALLEMAGNE	2,6	+0,3 à +2
		3,6 / 1,8(*)	+0,3 à +2
FRANCE	SUISSE	3,2	+0,5 à +1,5
		2,1	+0,2 à +1,5
FRANCE	ITALIE	3,2	+1,2
		1,2	+1
FRANCE	ESPAGNE	2,8	+2,2
		2,4	+2,6

(*) capacité limitée à 1,8 GW si congestion en amont sur le réseau allemand

Tableau 2 : Développement des capacités d'échange avec nos voisins (source : RTE)

1.1.4 Le mécanisme de capacité, un outil au service de la sécurité d'approvisionnement

Orientations

- ⇨ **Démarrer en janvier 2017 le mécanisme de capacité, qui permettra de stimuler les investissements et le maintien en exploitation des moyens de production et d'effacement de consommation nécessaires pour sécuriser l'alimentation électrique à moyen terme.**
- ⇨ **Poursuivre les travaux permettant une meilleure intégration des capacités étrangères dans ce mécanisme.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Obtenir la validation du mécanisme de capacité auprès de la Commission européenne.**

Documents de référence :

- ⇨ ***Rapport d'accompagnement des règles du mécanisme de capacité, RTE, 2014***

Afin d'assurer le respect du critère de défaillance, la France s'est dotée depuis la loi NOME[3] d'un dispositif d'obligation de capacité, qui complète le marché en énergie. Le principe du mécanisme de capacité repose sur l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de couvrir par des garanties de capacité la consommation de ses clients lors des pics de consommation électrique. La quantité de garanties de capacité que doit posséder chaque fournisseur est déterminée de manière à respecter le critère de défaillance, sur la base de calculs effectués par RTE. Le fournisseur peut apporter ces garanties par ses propres moyens ou acquérir des garanties certifiées par RTE auprès d'exploitants de capacités d'effacement ou de production, qui s'engagent sur la disponibilité de leurs capacités lors des périodes de pointe. L'échange des certificats sur un « marché de capacité » permettra d'une part aux fournisseurs de couvrir leur obligation au meilleur coût en sélectionnant les capacités les plus compétitives, et d'autre part de révéler le vrai prix de la capacité et de favoriser la transparence. Ce marché de capacité complète le marché de l'énergie, qui est conçu pour optimiser l'utilisation en temps réel des capacités de production et d'effacement des différents acteurs, mais ne garantit pas que les investissements nécessaires pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics soient réalisés. Depuis le 1er avril 2015, les exploitants de capacité peuvent faire certifier leurs capacités.

L'un des enjeux du mécanisme de capacité est la prise en compte fine de la contribution des capacités étrangères et des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement françaises, de manière à pouvoir les intégrer explicitement dans le mécanisme. Cette prise en compte répond à un impératif économique, puisque l'efficience du dispositif sera d'autant plus grande qu'il reflète correctement la réalité du système électrique européen, et politique. Cette participation explicite au mécanisme de capacité nécessite un engagement des gestionnaires de réseau de transport des Etats Membres voisins, afin de garantir que les capacités étrangères seront soumises à un même niveau d'exigence que les capacités françaises en termes de disponibilité et de contribution à la sécurité d'approvisionnement de la France.

Dans le cadre de l'examen par la Commission européenne du mécanisme de capacité, la France s'est engagée à faire évoluer le cadre réglementaire du mécanisme de capacité et à mettre en place une collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport des Etats Membres voisins, afin que les capacités situées de l'autre côté de la frontière puissent participer activement au mécanisme français dès 2019.

[3] Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

1.1.5 Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne ou régionale

Orientations

- ⇨ **Poursuivre une coopération régionale active en matière de sécurité d'approvisionnement, notamment via la participation au Forum Pentalatéral de l'Energie.**
- ⇨ **Participer aux travaux d'élaboration d'une méthode d'évaluation commune du risque de défaillance à la maille régionale, tout en maintenant le bilan prévisionnel national, plus précis, comme étude de référence.**

Documents de référence :

- ⇨ ***Pentalateral Generation Adequacy Assessment, 2015.***

La contribution croissante des interconnexions à notre sécurité d'approvisionnement et l'élargissement du mécanisme de capacité aux interconnexions et aux capacités étrangères mettent en évidence l'importance croissante de la dimension européenne de la sécurité d'approvisionnement.

Juridiquement, l'intervention des Etats membres en matière de sécurité d'approvisionnement est encadrée au niveau européen. L'article 4 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) dispose ainsi que l'énergie fait partie des compétences partagées entre l'Union et ses Etats membres, et précise que les mesures mises en place par l'Union ne doivent pas remettre en cause le droit d'un Etat membre de déterminer lui-même la structure générale de son approvisionnement énergétique. Les Etats membres sont notamment responsables du choix de leur niveau de sécurité d'approvisionnement qui relève d'une compétence nationale.

La directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil européen énonce les dispositions visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité, comme la réalisation d'un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande tel que celui réalisé par RTE ou la possibilité pour les Etats membres de mettre en place des mécanismes de capacité. Début 2015, la Commission européenne a engagé une réflexion sur la révision éventuelle de cette directive.

La coopération européenne en matière de sécurité d'approvisionnement se concrétise en France à travers la participation au Forum Pentalatéral de l'Energie (ou Pentaforum), initiative régionale créée en 2005 qui a pour objectifs de fluidifier les échanges d'électricité à travers un meilleur fonctionnement des interconnexions électriques, et de renforcer plus généralement la coordination en matière de sécurité d'approvisionnement électrique. Cette initiative s'est révélée être un cadre de coopération privilégié entre ses sept pays membres (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas, Suisse) grâce à un dialogue efficace et une bonne coordination entre les gouvernements, les gestionnaires de réseaux et les régulateurs des pays participants. En 2015, le Forum a contribué à :

- réaliser une première étude d'évaluation de l'équilibre offre-demande du système électrique à la maille du Pentaforum, à partir d'hypothèses partagées et d'une méthodologie commune (modèle probabiliste et heure-par-heure, similaire au bilan prévisionnel de RTE) ;
- mettre en place le couplage de marchés fondé sur les flux (*flow based market coupling*) dans la région Centre-Ouest de l'Europe, qui marque une nouvelle étape dans l'intégration des systèmes électriques européens. En utilisant une description plus détaillée du réseau permettant d'optimiser les échanges, la méthode flow-based va permettre d'améliorer significativement la convergence des prix à l'échéance journalière tout en maintenant un haut niveau de sécurité du réseau. Elle permettra non seulement de réduire les coûts de production dans les pays concernés mais contribuera également à renforcer la sécurité d'approvisionnement

A l'avenir, les travaux du Pentaforum s'orienteront vers les questions de flexibilité, d'intégration des marchés infra-journaliers, et de prise en compte explicite des capacités étrangères aux mécanismes de capacité.

1.1.6 Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle locale

Orientations

⇨ **Soutenir les actions du Pacte Electrique Breton, en termes de maîtrise de la demande en électricité, de développement des énergies renouvelables et de sécurisation de l'alimentation électrique.**

Documents de référence :

⇨ ***Pacte Electrique Breton, 2010.***

La sécurité d'approvisionnement est un enjeu multi-échelle qui doit aussi prendre en compte les disparités locales, aussi bien du côté de la demande (en fonction du dynamisme et de l'attractivité des territoires), de l'offre (en fonction de la part d'électricité produite localement), que du réseau (en fonction de la densité locale du réseau). En France, la Bretagne constitue la région dont l'approvisionnement est le plus fragile, les risques qui pesaient sur l'approvisionnement électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, signalés par RTE dans ses bilans prévisionnels et mentionnés dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de 2009, étant désormais maîtrisés grâce à des actions de renforcement du réseau menées par RTE.

La Bretagne connaît une situation de fragilité électrique liée à la faiblesse de sa production régionale, qui ne couvre, en 2015, que moins de 15 % de sa consommation. La Bretagne, péninsule électrique, est donc tributaire pour son alimentation en électricité des sites de production éloignés que sont les centrales nucléaires de la vallée de la Loire et des centrales thermiques de Loire-Atlantique. La croissance régionale de la consommation est quant à elle en moyenne plus importante que la tendance nationale du fait du fort dynamisme démographique. Ce déséquilibre structurel entre la production et la consommation n'est compensé qu'en partie par le réseau de transport d'électricité.

Cette situation, identifiée tant par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE, dans les bilans prévisionnels de l'équilibre offre/demande, que par l'Etat, a nécessité de prendre des mesures spécifiques à la Bretagne de manière à garantir la sécurité d'approvisionnement de cette zone. C'est dans ce contexte qu'a été élaboré le pacte électrique breton signé le 14 décembre 2010 par les partenaires – Etat, Conseil Régional de Bretagne, RTE, l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), et l'ANAH (Agence nationale de l'amélioration de l'habitat), proposant un plan d'actions équilibré selon trois grandes orientations de la politique énergétique :

- des efforts importants de maîtrise de demande en électricité (MDE),
- un développement ambitieux de la production des énergies renouvelables,
- la sécurisation indispensable de l'alimentation électrique (renforcement du réseau, développement de la production et expérimentations sur le stockage et les réseaux intelligents).

Le développement des énergies renouvelables et les économies d'énergie, même mis en œuvre de manière très volontariste comme le prévoit le pacte électrique breton, ne suffisent pas à répondre à la fragilité structurelle de l'alimentation électrique en Bretagne. L'analyse de risques menée sur la disponibilité des différents moyens de production et des ouvrages du réseau de transport a identifié la nécessité d'un nouveau moyen de production, en complément du filet de sécurité, afin de répondre durablement à la fragilité électrique de la Bretagne. A l'issue d'un appel d'offres lancé par l'Etat en 2011 pour une centrale de type cycle combiné à gaz d'une puissance de 450 MW, s'inscrivant dans le cadre de l'article L.311-10 du code l'énergie et s'appuyant sur la précédente PPI, la Compagnie électrique de Bretagne (Direct Energie - Siemens) a été sélectionné pour construire la centrale à Landivisiau, et assurer sa disponibilité pour apporter la puissance supplémentaire nécessaire au réseau, notamment lors des vagues de froid.

1.1.7 Les prévisions de RTE sur l'équilibre offre-demande

Dans son bilan prévisionnel publié en 2016, RTE présente des visions contrastées de l'équilibre offre-demande sur la période 2016-2021, qui dépendent principalement de l'évolution du parc de production thermique à combustible fossile.

A court terme, le bilan prévisionnel montre qu'une marge significative serait disponible sur l'hiver 2016-2017, en raison du maintien en exploitation des centrales au fioul, de la sortie de cocon des cycles combinés au gaz et, dans une moindre mesure, de la baisse de la consommation.

Dans le cas où les centrales thermique à gaz et au charbon étaient maintenues en activité, le système électrique présente une marge très significative (supérieure à 3,6 GW) par rapport au critère de défaillance sur toute la période 2016-2021 du bilan prévisionnel, même en tenant compte de la fermeture des centrales au fioul par EDF. L'introduction d'un nouveau cycle combiné au gaz (Landivisiau), le raccordement des nouveaux parcs éoliens maritimes et la mise en service de nouvelles interconnexions permettent d'augmenter sensiblement les marges en fin de période.

RTE identifie également que dans des hypothèses extrêmes, pouvant refléter des conditions économiques très dégradées pour toutes les centrales thermiques, où l'ensemble des centrales thermiques au charbon et huit centrales à gaz seraient fermées, un déficit de capacité de 2,5 GW apparaîtrait entre 2018 et 2020.

Dans une hypothèse de fermeture des seules centrales charbon (3 GW), le bilan prévisionnel fait apparaître une marge supérieure à 600 MW sur l'ensemble de la période 2016-2021, et supérieure à 3 GW sur la fin de période (hiver 2020-2021) : la sécurité d'approvisionnement serait donc assurée dès lors que les capacités de production à partir de gaz ne seraientt pas significativement réduites.

Ces résultats, qui restent bien sûr très sensibles aux hypothèses de consommation, illustrent les difficultés économiques rencontrées par les centrales thermiques, ainsi que la nécessité de maintenir en activité une partie significative de ces centrales. Cela ne signifie donc pas que le mécanisme de capacité n'est plus nécessaire, mais au contraire qu'il contribuera à donner aux exploitants l'incitation économique nécessaire pour maintenir les capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement et respecter le critère de défaillance.

Par ailleurs, ces résultats restent très dépendants de la bonne disponibilité du parc nucléaire. En septembre 2016, EDF a revu ses perspectives de production pour 2017 à 390-400 TWh. Il conviendra d'être vigilant dans les prochains bilans prévisionnels au bilan de la disponibilité moyenne du parc.

1.2 La sécurité d'approvisionnement en gaz

Orientations

- ⇨ **Maintenir le critère d'approvisionnement actuel au risque 2%. Evaluer avant 2018 les coûts et les bénéfices d'un changement des critères d'approvisionnement en gaz en lien avec les critères d'approvisionnement européen et les évolutions climatiques.**
- ⇨ **Assurer le bon remplissage des stockages souterrains de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.**
- ⇨ **Développer l'interruptibilité rémunérée en gaz à hauteur de 200 GWh/j, soit environ 8 GW en 2023.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Mettre à jour l'évaluation des risques susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.**
- ⇨ **Adopter l'arrêté relatif au volume et aux modalités de l'interruptibilité en gaz.**

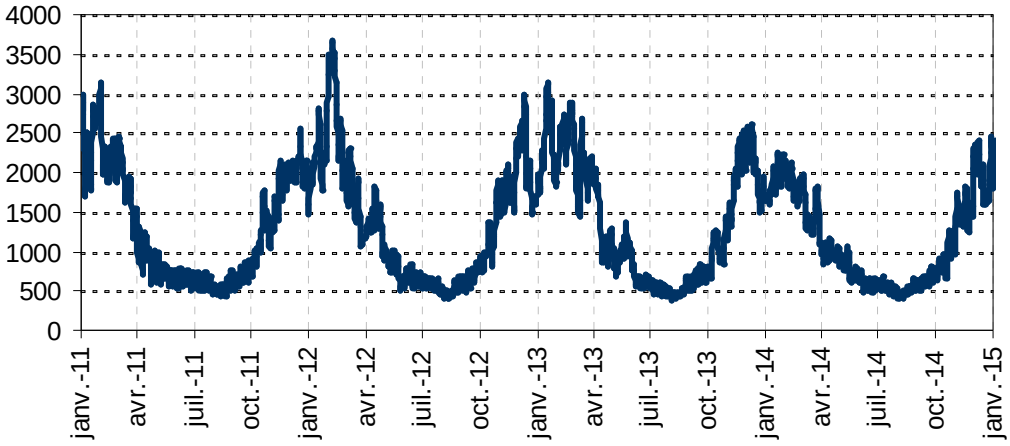
Documents de référence :

- ⇨ ***Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à assurer la sécurité d'approvisionnement.***
- ⇨ ***Evaluation des risques susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.***

1.2.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement en gaz

La sécurité d'approvisionnement consiste à assurer la continuité de la fourniture de gaz, au regard de différents risques auxquels le système gazier est confronté. En France, il existe deux types d'aléas majeurs faisant peser des risques sur la sécurité d'approvisionnement en gaz :

- Les aléas climatiques : comme illustré dans la figure ci-dessous, la demande française de gaz est dépendante des variations climatiques, une part importante du gaz étant utilisée pour le chauffage (la consommation journalière moyenne varie ainsi entre 530 GWh/j en août et 2 350 GWh/j en janvier). La sécurité d'approvisionnement consiste notamment à pouvoir assurer la continuité de fourniture de gaz naturel en cas d'hiver particulièrement rigoureux ou de pointe de froid.



Sur la période du 01 janvier 2011 au 01 janvier 2015, la consommation journalière a varié de 390 GWh/j à 3 671 GWh/j (facteur 9)

Figure 3 : Consommation journalière de gaz en France (source : DGEC d'après GRTgaz et TIGF)

- Les pertes de sources d'approvisionnement : elles peuvent résulter soit de problèmes techniques sur les infrastructures, soit de tensions géopolitiques (par exemple, les conséquences des crises russo-ukrainiennes).

Comme pour l'électricité, les risques sur la sécurité d'approvisionnement en gaz dépendent de l'évolution de la consommation et des pointes de demande. Les facteurs d'évolution sont principalement les gains d'efficacité énergétique dans les bâtiments, qui contribuent à la baisse de la consommation, et le développement de la mobilité au gaz naturel et du gaz renouvelable, qui représentent des perspectives de croissance à moyen terme. Au total, la tendance observée de diminution de la consommation de gaz devrait se maintenir au cours des prochaines années.

1.2.2 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement

La politique française en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz est fondée sur trois piliers :

- Une vision prospective et pluriannuelle des pouvoirs publics à l'aide d'outils permettant d'adopter une stratégie notamment sur le dimensionnement du système gazier ;
- Des obligations pesant sur les acteurs gaziers, en particulier les fournisseurs ;
- Des mesures de sauvegarde en cas de crise gazière.

a) Le dimensionnement du système gazier et les obligations

Pour assurer un dimensionnement adéquat du système gazier, garantir la disponibilité de ressources gazières en quantité suffisante et réduire la vulnérabilité du système en cas de crise, des obligations sont assignées aux opérateurs de réseaux de transport et de distribution de gaz, aux exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié (GNL), aux fournisseurs de gaz et aux titulaires de concessions

de stockage souterrain de gaz naturel. Elles définissent notamment les normes d'approvisionnement en gaz, avec en particulier des contraintes à satisfaire en termes de résilience climatique et de diversification des sources pour l'ensemble des acteurs gaziers. Ces obligations sont décrites dans l'article L. 121-32 du code de l'énergie, ainsi que dans le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz.

Conformément à ces dispositions, le système gazier français est notamment dimensionné pour faire face à une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans – pointe au risque 2%. Il est ainsi en mesure de satisfaire une pointe journalière de demande de près de 4 100 GWh/j, soit 170 GW en moyenne sur une journée.

Par ailleurs, la présence de sept points d'interconnexion principaux (capacité d'importation d'environ 2 285 GWh/j, soit 95 GW) et de quatre terminaux méthaniers (capacité d'importation d'environ 1 330 GWh/j, soit 55 GW) permet un approvisionnement gazier diversifié, avec plusieurs points d'entrée sur le territoire national offrant un accès au gaz provenant de mer du Nord, de Russie, des Pays-Bas, du Maghreb, mais aussi plus généralement du marché international du gaz naturel liquéfié (GNL). De plus, douze sites de stockage permettent d'accroître la flexibilité du système gazier et donc sa résilience en cas de crise (environ 2 400 GWh/j de capacités de soutirage, soit 100 GW)[4].

Enfin, les fournisseurs de gaz ont l'obligation d'assurer la continuité de l'approvisionnement pour tous leurs clients, à l'exception des clients industriels ayant un contrat interruptible, dans les circonstances suivantes :

- un hiver froid tel qu'il s'en produit statiquement un tous les cinquante ans (hiver froid au risque 2 %) ;
- une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit statiquement une tous les cinquante ans (pointe de froid au risque 2 %) ;
- la disparition, pour un fournisseur donné, de sa principale source d'approvisionnement pendant six mois.

En outre, ils ont une obligation de diversification des points d'entrée sur le territoire national pour leur approvisionnement.

Des normes de sécurité d'approvisionnement européennes

Le Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant les mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel introduit des normes d'approvisionnement minimales pour l'ensemble des fournisseurs européens.

Ces derniers doivent garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés des États membres dans les cas suivants :

- températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans (pointe de froid au risque 5 %) ;
- une période d'au moins trente jours de demande en gaz exceptionnellement élevée, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans ;
- pour une période d'au moins trente jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes.

Les normes d'approvisionnement françaises sont plus exigeantes que les normes européennes, la France étant dépendante à près de 100% et en bout de chaine gazière. L'existence de références minimales au niveau européen peut conduire à s'interroger sur l'opportunité de disposer en France de normes plus exigeantes, alors que le marché du gaz est de plus en plus interconnecté. En tout état de cause, la possibilité pour un Etat membre d'imposer aux fournisseurs des critères plus stricts est prévue par la législation européenne, sous réserve que ces mesures soient justifiées à l'aide d'une évaluation des risques d'approvisionnement mise à jour périodiquement.

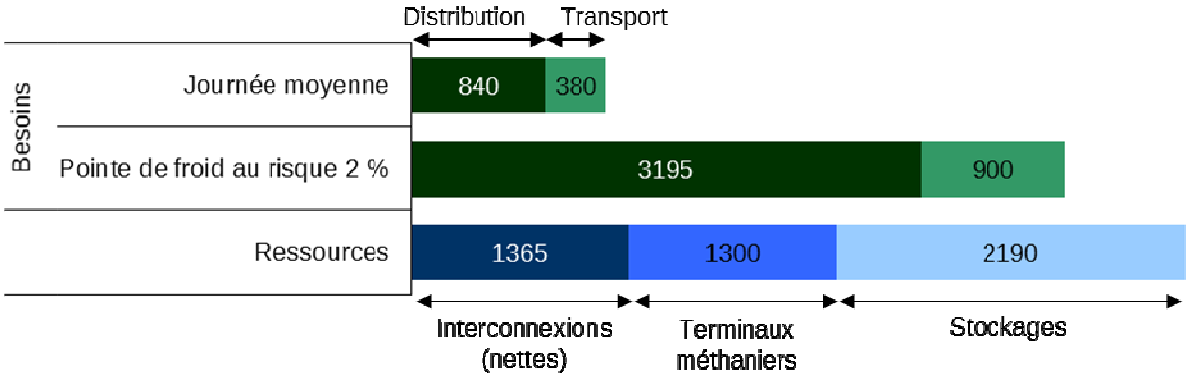
b) Les obligations de stockage des fournisseurs de gaz

Le rôle du stockage de gaz pour la sécurité d'approvisionnement

Le stockage de gaz est un élément essentiel pour l'approvisionnement gazier d'un pays non-producteur comme la France.

[4] Une figure des infrastructures gazières est présentée au paragraphe 2.2.

En injectant du gaz dans les stockages durant l'été et en le soutirant pendant l'hiver, les fournisseurs peuvent répondre à la consommation de leurs clients, fortement dépendante du climat pour la plupart d'entre eux[5]. Les capacités de stockage permettent de couvrir près de 40 % des volumes de gaz consommés en France au cours de l'hiver et sont indispensables lors des pointes de froid. Les interconnexions et les terminaux méthaniers français ne sont en effet pas dimensionnés pour importer suffisamment de gaz lors d'une pointe de froid, comme le démontre l'analyse du bilan physique qui présente la couverture des besoins des consommateurs français lors d'une pointe de froid.



Hypothèses : La figure présentée inclut la totalité des capacités fermes d'émission aux interconnexions en importation (2060 GWh/j) et en exportation (695 GWh/j), 100 % des capacités d'émission des terminaux méthaniers (en incluant Dunkerque) et 100 % des capacités des stockages en considérant que 55 % du volume utile a été soutiré.

Figure 4 : Capacités du système gazier et besoins lors d'une pointe de froid au risque 2 % (GWh/j)

En faisant l'hypothèse de la disponibilité de l'ensemble des infrastructures et de la maximisation des flux avec les pays frontaliers, l'analyse présentée ci-dessus indique que toutes les capacités d'émission des stockages et des interconnexions sont nécessaires pour garantir la continuité d'approvisionnement de l'ensemble des consommateurs français lors d'une pointe de froid au risque 2 % dès que le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français est inférieur à 65 %. Pour mémoire, compte tenu du contexte du marché mondial du GNL, la moyenne des taux d'utilisation des terminaux sur les trois derniers hivers était d'environ 27 %. De plus, le taux d'utilisation des terminaux était de 46 % lors de la pointe de froid de février 2012.

Cette analyse indique ainsi que la totalité du parc de stockages apparait aujourd'hui nécessaire pour garantir la continuité d'approvisionnement, compte tenu notamment des critères d'approvisionnement en vigueur et des contraintes observées sur le marché du GNL. Les incertitudes sur l'évolution de l'approvisionnement de gaz naturel conduisent d'autre part à privilégier la conservation en réserve des sites de stockage mis sous cocon.

Enfin, dans un contexte où la totalité de la consommation française est importée, les stockages représentent la seule source garantie en amont de l'hiver. Ils assurent ainsi une certaine indépendance énergétique, puisqu'ils permettent de satisfaire plus de 60 jours de consommation en hiver en cas de perte des importations. Sur ce point, il convient de noter que les capacités de stockage ne sont donc pas uniformément réparties en Europe : la France, l'Allemagne et l'Italie sont les plus richement dotées en capacités de stockage. Au-delà des caractéristiques propres à chaque marché, la structure géologique nationale est l'un des principaux facteurs de développement.

Durant la première période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage de gaz en France considérées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement sont celles listées ci-dessous, à hauteur des volumes et débits mentionnés :

1°) Sites en exploitation commercialisant des capacités de stockage à hauteur de 137.9 TWh en volume et 2372.5 GWh/j en débit de soutirage :

[5] En France, la consommation de gaz naturel est très fortement saisonnalisée au cours de l'année. Cette saisonnalité s'explique avant tout par le poids de l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage.

Liste des sites	Société	Année de mise en service	Type
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chemery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Gournay (gaz B)	Storengy	1976	Aquifère
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Tersanne	Storengy	1970	Salin
Saint-Illiers-La-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Lussagnet	TIGF	1957	Aquifère
Izaute	TIGF	1981	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin

2°) Sites disposant d'une autorisation d'exploiter et ayant cessé de commercialiser des capacités de stockage à hauteur de 9,5 TWh en volume et 60 GWh/j en débit de soutirage :

Liste des sites	Société	Année de mise en exploitation réduite	Type
Saint-Clair-sur-Epte	Storengy	2015	Aquifère
Soings-en-Sologne	Storengy	2014	Aquifère
Trois- Fontaines	Storengy	2014	Déplété

3°) Capacités additionnelles des sites en développement disposant d'une autorisation au titre du code minier et du code de l'environnement :

Liste des sites	Société	Année de mise en service prévisionnelle	Type	Volume Utile Gm3	Volume utile TWh	Débit GWh/j à 45% de volume utile	Débit Mm3/j à 45%volume utile
Hauterives	Storengy	2017	Salin	0,1	1,1	90	8
Lussagnet phase 1	TIGF	2020	Aquifère	0,11	1,3	86	7,4
Manosque 2	Géométhane	2019-2021	Salin	0,2	2,36	119	10,1
Ensemble des sites				**0,41**	**4,8**	**295**	**25,5**

Les obligations de stockage

En complément de leurs obligations de service public et en vue d'assurer un remplissage suffisant des stockages de gaz, les fournisseurs sont donc soumis à une obligation de détention de stocks de gaz suffisants, conformément au décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel.[6]

[6] Des éléments complémentaires sur les stockages de gaz sont disponibles dans la partie 6.3.2.

Cependant, ce cadre réglementaire imposait des obligations limitées, ce qui n'a pas permis d'empêcher une chute rapide des souscriptions des capacités de stockage françaises à partir de 2009[7], comme illustré dans la figure ci-dessous. La part de stockage non souscrite a ainsi atteint près de 30 % en 2013.

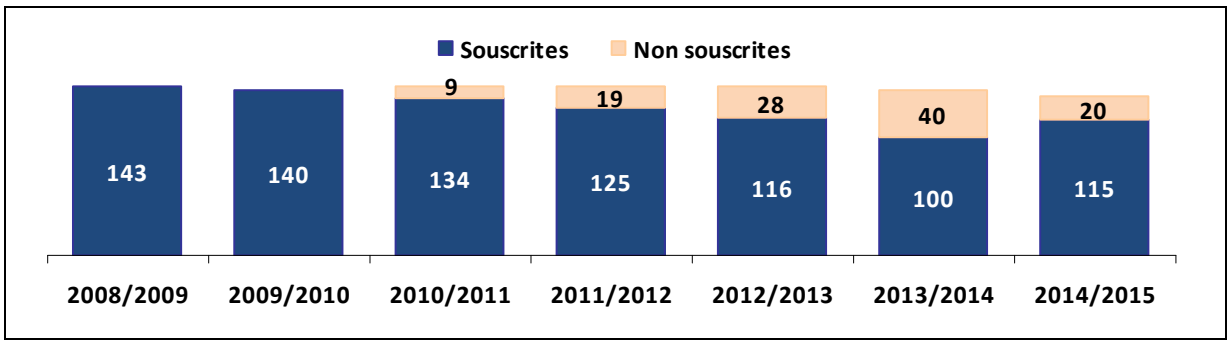


Figure 5 : Évolution de la souscription des capacités de stockage (TWh) (source : DGEC d'après Storengy et TIGF)

Le faible remplissage des stockages faisait peser des risques sur la possibilité d'approvisionner l'ensemble des consommateurs lors d'une pointe de froid.

En conséquence, une évolution du cadre règlementaire est intervenue le 12 mars 2014, avec l'adoption du décret n° 2014-328. Désormais, chaque fournisseur doit disposer d'une quantité significative de gaz en stock dès le début d'hiver, le volume des stocks à constituer étant déterminé en fonction de son portefeuille de clients raccordés au réseau de distribution. Le volume total de gaz naturel correspondant à cette obligation de stockage équivaut à environ 65 % des capacités de stockage nationales.

Le Gouvernement sera attentif à ce que le bon remplissage des stockages identifiés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement soit assuré tout en veillant à la maîtrise des coûts du stockage pour le système gazier.

c) Le plan d'urgence gaz et la flexibilité de la demande gazière

En cas de crise et lorsque les mesures préventives ne sont pas suffisantes pour garantir l'approvisionnement des consommateurs français, des dispositifs spécifiques sont prévus dans le plan d'urgence gaz.

Ce plan est encadré par l'arrêté du 28 novembre 2013, pris sur le fondement du règlement 944/2010/UE. Il prévoit les modalités de gestion de l'insuffisance de l'offre de gaz en cas de crise sur le marché français, afin d'assurer en particulier la fourniture des consommateurs protégés en France – l'ensemble des clients raccordés aux réseaux de distribution – ou, par solidarité, dans un autre Etat membre. Il permet la mise en œuvre de mesures graduées parmi lesquelles :

- la recommandation par les pouvoirs publics de modérer la demande d'énergie ;
- l'utilisation des clauses d'interruptibilité offertes par certains contrats signés entre un consommateur et son fournisseur ou entre un consommateur et le gestionnaire de réseau auquel il est raccordé ;
- en dernier ressort, le délestage de consommateurs, en priorité industriels, par le gestionnaire de réseau auquel ils sont raccordés, sans indemnisation.

Actuellement, la contribution des deux dernières mesures à la gestion d'une crise semble limitée. Les flexibilités offertes par les contrats interruptibles représentent en effet moins de 2 % de la demande lors d'une pointe de froid, et celles des délestages sont de l'ordre de 5 % (200 GWh/j). Par ailleurs, la fiabilité du dispositif de délestage n'est pas assurée du fait de l'absence d'indemnisation pour les consommateurs industriels et d'une contractualisation insuffisante entre les consommateurs et les gestionnaires de réseau, les pénalités ou sanctions en cas de refus de délestage n'étant pas clairement formalisées.

[7] Le faible différentiel observé entre les prix été et hiver sur les marchés gaziers au cours des dernières années rendait moins attractif l'utilisation des stockages pour les expéditeurs.

Dans ce contexte, l'article 158 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte introduit des dispositions pour développer les flexibilités sur la demande gazière, notamment en cas de crise d'approvisionnement, à l'aide de dispositifs complémentaires d'interruptibilité rémunérée. Ce dispositif permettra de mobiliser de manière plus fiable la flexibilité des réseaux gaziers lors d'une crise d'approvisionnement.

1.3 Les interactions entre la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz

Orientations

⇨ **Approfondir la coopération entre les gestionnaires des réseaux de transport de gaz et d'électricité sur les risques pour le système électrique en période de tension sur le système gazier et mettre en place des procédures de gestion de ces modes de défaillance communs.**

Les systèmes électrique et gazier sont interdépendants. Une crise électrique peut entraîner des difficultés d'acheminement du gaz, étant donné que le réseau gazier, du réseau de transport jusqu'aux installations chez le client final, ne peut fonctionner correctement sans électricité. Réciproquement, en fonction de la disponibilité des différentes centrales électriques et des possibilités d'importations, les centrales électriques à gaz[8] jouent un rôle essentiel dans le passage de la pointe électrique (d'autant plus avec la perspective annoncée de cessation d'activité des centrales de production au fioul d'EDF). Or, les pointes de consommation électrique ayant lieu lors des jours très froids d'hiver, ce qui coïncide avec les pointes de consommation de gaz, un déficit d'approvisionnement en gaz, conjugué à une vague de froid, peut avoir des conséquences sur l'approvisionnement en électricité. Il faut de plus ajouter à cela des tensions locales parfois fortes, comme en Bretagne ou en PACA où le réseau électrique est contraint, rendant nécessaire le fonctionnement de certaines centrales à gaz. Aujourd'hui, l'approvisionnement en gaz des centrales électriques peut être interrompu en application de clauses d'interruptibilité de leurs contrats d'approvisionnement.

Il convient d'approfondir la coordination existante entre GRTgaz/TIGF et RTE pour examiner plus précisément les liens de dépendances entre crises électriques et crises gazières, et en particulier les conséquences d'une crise gazière sur le système électrique, via son effet sur les centrales à gaz, en tenant compte du fait que la demande électrique est beaucoup plus variable dans la journée que la demande gazière, et que le délestage peut être plus facilement mis en place, de manière localisée et tournante, pour l'électricité.

1.4 La sécurité d'approvisionnement en produits pétroliers

Orientations

⇨ **Veiller à ce que les stocks stratégiques pétroliers soient efficacement répartis sur le territoire national afin de minimiser les risques de rupture d'approvisionnement en cas de crise. Il conviendra de rechercher l'équilibre entre l'efficacité du dispositif et son coût. Il sera notamment important de veiller à ce que la réduction des stocks stratégiques n'entraîne pas de conséquences négatives sur la viabilité des dépôts concernés.**

⇨ **Identifier les points de fragilité du système pétrolier suite à la crise de mai 2016.**

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Réviser la répartition des stocks stratégiques pétroliers sur le territoire en cohérence avec les flux logistiques et zones de consommation.**

[8] Centrales à cycles combinés gaz mais également turbines à combustion alimentées au gaz..

Documents de référence :

- ***Panorama Energies – climat, DGEC, édition 2015, fiches 9, 11 et 15.***
- ***Directive n°2009/119/CE du Conseil européen du 14 septembre 2009 faisant obligation aux États membres de maintenir un niveau minimal de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers.***
- ***Décret n°93-132 du 29 janvier 1993 modifié, portant création du CPSSP.***
- ***Décret n°93-1442 du 27 décembre 1993 modifié approuvant les statuts de la SAGESS et précisant ses relations avec l'État.***

1.4.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement des produits pétroliers

La sécurité énergétique consiste également à garantir un approvisionnement en produits pétroliers, à un prix compétitif. Cette notion renvoie à une variété de problématiques qui se situent à des échelles de temps très différentes :

- à long terme, l'épuisement des ressources en énergies fossiles et le besoin de lutter contre le changement climatique nécessite de diversifier le mix énergétique et de réduire la consommation énergétique et la dépendance aux produits pétroliers ;
- à moyen terme, une réalisation en temps utile des investissements est nécessaire pour permettre de satisfaire la demande en produits pétroliers ;
- à court terme, la sécurité d'approvisionnement correspond à la capacité à faire face à une interruption temporaire de l'approvisionnement en produits pétroliers, dont la cause peut être technique ou politique.

Deux types d'aléas majeurs peuvent remettre en cause la disponibilité en produits pétroliers :

- La perte d'une source d'approvisionnement : à titre d'exemple, la crise internationale provoquée par l'invasion du Koweït par l'Irak et la première guerre du Golfe qui en a découlé ont entraîné en 1990 une rupture des approvisionnements en pétrole irakien, alors même que ceux-ci représentaient l'année précédente près de 9% des approvisionnements de la France en pétrole brut.
- Les difficultés logistiques : au mois d'octobre 2010, un conflit social qui a débuté par une grève des dockers du port de Marseille dans les terminaux pétroliers de Fos et de Lavéra, a progressivement gagné l'ensemble des installations pétrolières, raffineries et dépôts, entraînant de fortes perturbations de la distribution des produits pétroliers sur le territoire national.

1.4.2 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Favoriser la diversification des approvisionnements

La sécurité d'approvisionnement ne doit pas être confondue avec les concepts d'autarcie ou d'indépendance énergétique. En effet, un approvisionnement extérieur peut être sûr, s'il s'appuie sur des fournisseurs fiables et diversifiés dans le cadre de marchés efficients, un système en autarcie pouvant aussi avoir des fragilités en cas de défaillance interne de nature technique, industrielle ou politique.

La diversification des sources d'approvisionnement constitue, avec la politique d'économies d'énergie et celle du développement des énergies renouvelables, l'un des piliers de la sécurité d'approvisionnement. A cet égard, la vulnérabilité de la France est limitée grâce à un éventail large de pays fournisseurs, pour les importations de pétrole brut comme de produits pétroliers, combiné à la flexibilité des marchés pétroliers mondiaux. Ainsi, le pétrole importé provenait en 2015 à 28% des pays de l'ex-URSS, à 24% du Moyen-Orient, à 22% d'Afrique subsaharienne, à 14% d'Afrique du Nord, et à 11% de Mer du Nord.

Les stocks stratégiques

Parallèlement à la diversification des approvisionnements, les stocks stratégiques constituent un instrument essentiel pour assurer la sécurité des approvisionnements de la France en produits pé-

troliers en cas de crise. Ces stocks stratégiques consistent à conserver une quantité de divers produits pétroliers permettant de surmonter une rupture momentanée d'approvisionnement. Ils peuvent être utilisés à l'initiative de l'Agence internationale de l'énergie après accord de l'ensemble des nations membres de l'agence ou à l'instigation des seuls pouvoirs publics français, en cas de dysfonctionnement exceptionnel des circuits d'approvisionnement pouvant entraîner une pénurie ou un risque de pénurie de produits pétroliers.

La réglementation française fait reposer l'obligation de constituer et de conserver les stocks stratégiques pétroliers sur les opérateurs réalisant des opérations de mises à la consommation[9]. Parmi eux, les distributeurs ayant le statut d'entrepositaires agréés doivent déléguer la gestion d'une partie[10] de ces stocks au Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP), qui recourt principalement aux services de la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité (SAGESS) pour la constitution et la conservation de ces stocks ; ils assurent la gestion du reliquat de stocks par leurs moyens propres. Les autres distributeurs délèguent la totalité de la gestion de leur obligation au CPSSP. Les distributeurs versent au CPSSP une rémunération correspondant aux prestations qu'il réalise à leur profit.

En plus des distributeurs pétroliers, qui sont les obligés, le système repose donc sur trois entités :

- Le **CPSSP**, comité professionnel de développement économique.
- La **SAGESS**, société anonyme dont l'actionnariat est constitué par les opérateurs pétroliers bénéficiant du statut d'entrepositaire agréé et soumis à obligation de stocks stratégiques.
- Les **pouvoirs publics** qui assurent la tutelle et le contrôle du système, notamment par le biais de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et de la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF). La DGEC est responsable de l'organisation du système et autorise la mise en circulation des stocks.

La SAGESS agit en tant que prestataire pour le CPSSP et, à ce titre, réalise des opérations d'achat ou de vente de produits et assure leur stockage par le biais de contrats d'entreposage établis auprès d'opérateurs disposant de capacités de stockage.

Les stocks à entretenir représentent réglementairement 29,5% des volumes de produits finis mis à la consommation au cours d'une année calendaire et sont constitués de produits finis, de pétrole brut ou de produits intermédiaires de raffinage.

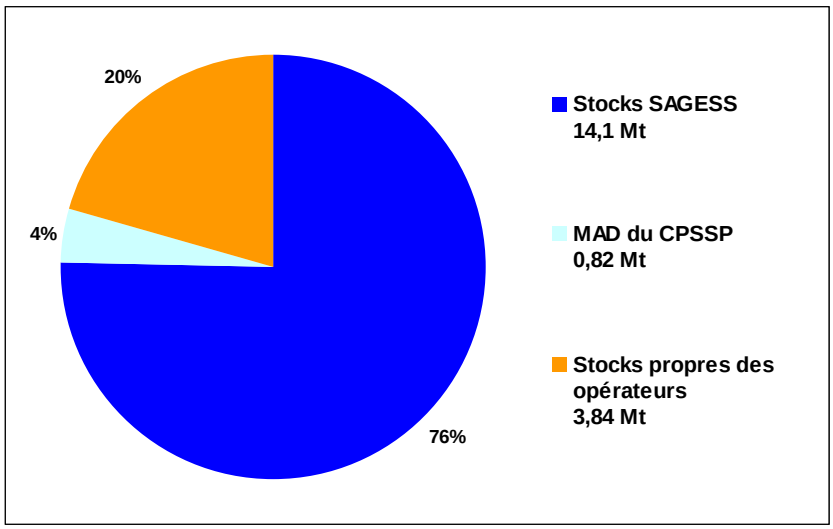


Figure 6 : Structure de stocks stratégiques (source : DGEC)

Les stocks stratégiques sont mis en circulation par décision administrative selon les modalités suivantes :

[9] Article L642-2 du code de l'énergie : opération entraînant l'exigibilité des taxes intérieures de consommation sur un produit pétrolier figurant sur la liste de l'article L642-3 ou livre à l'avitaillement des aéronefs un produit pétrolier figurant sur cette liste.
[10] 90% ou 56% au choix.

- Maintien du niveau de stocks par « délocalisation » : les stocks stratégiques de la SAGESS sont mis en circulation dans la zone où le besoin est avéré, compte tenu d'un risque de rupture d'approvisionnement ou en cas de rupture constatée ; les stocks consommés sont contrebalancés par d'autres stocks mis à disposition par les opérateurs pétroliers dans des zones où la situation est normale.
- Diminution du niveau des stocks par prêt ou vente de produits par la SAGESS ainsi que par la baisse de l'obligation, qui a pour effet de permettre aux opérateurs de consommer les stocks stratégiques dont ils sont détenteurs. Les stocks doivent être reconstitués dans les délais les plus brefs une fois la situation logistique revenue à la normale.

L'efficacité des stocks stratégiques est donc intimement liée à la qualité des infrastructures de stockage ou de transport qui permettent de les conserver et de les faire circuler, qu'il s'agisse de les mettre en place, de conserver leur qualité ou de les utiliser. Actuellement, les stocks sont répartis dans les raffineries, dépôts d'importation et dépôts de maillage. Leur répartition permet donc de disposer de stocks au plus près des zones de consommation. Il est ainsi demandé à la SAGESS de disposer au minimum de 10 jours de consommation en essences et 15 jours de consommation en gazole dans chaque zone de défense et de sécurité. En dépit de cet effort de répartition, une part importante de ces stocks est néanmoins concentrée dans les raffineries, ainsi que dans les stockages souterrains de la société GEOSEL près de Manosque.

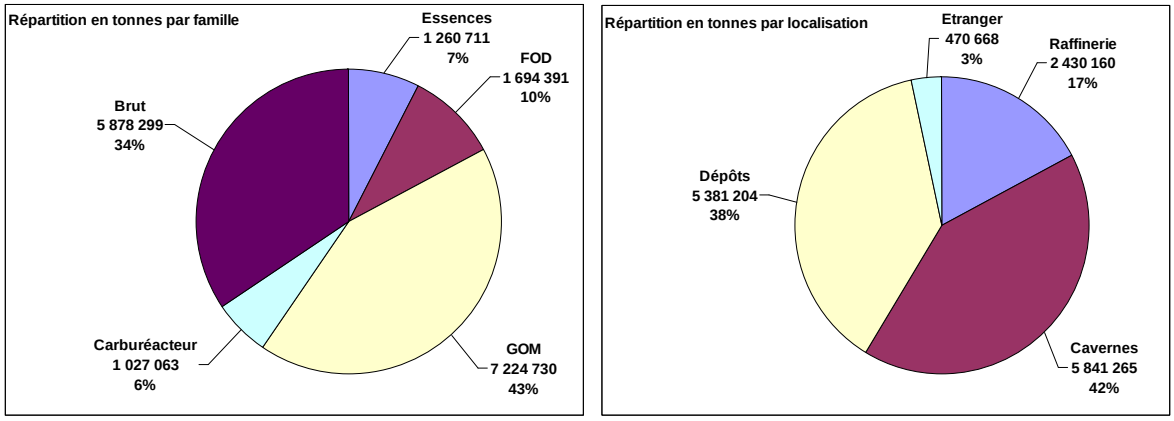


Figure 7 : Stocks de la SAGESS (source : SAGESS)

Le niveau des stocks stratégiques étant proportionnel aux quantités de produits mis à la consommation, la diminution attendue des consommations de produits pétroliers d'origine fossile (conformément à l'objectif de réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à 2012 introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte) entraînera une baisse du niveau des stocks stratégiques à entretenir.

Les pouvoirs publics seront particulièrement vigilants à ce que les stocks stratégiques soient maintenus au plus près des zones de consommations, tout en permettant une utilisation optimale des infrastructures de stockage existantes. Cette exigence va de pair avec le maintien du maillage du territoire national en dépôts de stockage d'hydrocarbures. Il sera notamment important de veiller à ce que la réduction des stocks stratégiques n'entraîne pas de conséquences négatives sur la viabilité des dépôts concernés.

La composition des stocks stratégiques, tout particulièrement la répartition entre produits finis et pétrole brut, devra prendre en compte les éventuelles évolutions de l'outil de raffinage français.

1.5 La sécurité d'approvisionnement en uranium

La sécurité d'approvisionnement en uranium pour les besoins de la production électrique relève d'EDF, qui gère l'ensemble du parc électronucléaire français.

Les besoins de l'électricien en uranium dépendent principalement des facteurs suivants :

- l'évolution du parc nucléaire et de ses modalités de fonctionnement ;

- le niveau de prix de l'uranium naturel[11] ;
- la stratégie de recyclage des combustibles avec l'utilisation du combustible « MOX ».

La consommation d'EDF pour le parc français représente environ 8 000 tonnes d'uranium naturel par an, soit environ 13% de la consommation mondiale qui s'élève à environ 62 000 tonnes.

Les ressources conventionnelles mondiales sont estimées à 7,6 millions de tonnes, et correspondent à un ratio ressources/production de plus de 120 ans à consommation constante. Ces ressources sont globalement bien réparties sur le plan géographique avec principalement l'Australie (1,8 MtU), l'Afrique (1,6 MtU), l'Asie Centrale (1,4 MtU), l'Amérique du Nord (1,1 MtU).

Pour renforcer sa sécurité d'approvisionnement, EDF utilise plusieurs leviers :

- la diversification géographique et commerciale des sources d'approvisionnement pour chaque étape du cycle du combustible (pour la mine, la conversion, l'enrichissement et la fabrication des assemblages). Cette diversification est particulièrement importante sur la mine, puisqu'EDF se fournit dans 7 pays (notamment le Kazakhstan, le Canada, l'Australie et le Niger) auprès de 7 fournisseurs différents ;
- la sécurisation contractuelle sur le long terme. Les besoins d'EDF sont presqu'intégralement couverts sur les dix prochaines années et au trois quarts sur les cinq années suivantes ;
- la gestion des stocks. Des stocks importants d'uranium sont présents sur l'ensemble du cycle du combustible nucléaire (mine, conversion, enrichissement, combustible neuf, combustible en réacteur, combustible en réserve). Ces stocks permettent d'assurer un fonctionnement des réacteurs du parc électronucléaire français sur plusieurs années, répondant ainsi aux risques de rupture d'approvisionnement.

1.6 Conclusion

La sécurité d'approvisionnement énergétique de la France doit également être appréciée au regard de ses importations d'énergie, et se mesure par son taux d'indépendance énergétique. Celui-ci est défini comme le rapport entre la production nationale d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et les disponibilités totales en énergies primaires, une année donnée. Le tableau ci-dessous présente son évolution depuis 1973. La nette hausse du taux en 2014 par rapport à 2013 (+ 2,7 points) s'explique notamment par la hausse de la production d'électricité nucléaire et par la baisse de la consommation**.**

	1973	1990	2002	2012	2013	2014
Taux d'indépendance énergétique (%)	**23,9**	**49,5**	**50,8**	**52,6**	**53,1**	**55,8**
Variation annuelle moyenne sur la période (%)	***/***	**4,4**	**0,2**	**0,3**	**1,1**	**4,9**

Tableau 3 - Evolution du taux d'indépendance énergétique français (source : SOeS)

[11] Le prix de l'uranium impacte la stratégie de l'électricien en termes d'utilisation des matières radioactives, notamment au niveau de l'importation, de l'enrichissement ou du retraitement de l'uranium. Par contre, le coût de l'uranium ne représente qu'un tiers du prix total du combustible et n'impacte donc que de manière marginale le coût variable de production des centrales nucléaires (environ 5 %).

2 Les infrastructures et la flexibilité du système énergétique

Cette seconde partie couvre les enjeux et les dispositions relatifs au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies, et du pilotage de la demande d'énergie notamment dans la perspective des besoins croissants de flexibilité du système énergétique.

Cette partie traite successivement du système électrique, des infrastructures gazières et du stockage de gaz, des infrastructures pétrolières et du stockage pétrolier, des réseaux de chaleur, et enfin des interactions et transferts entre énergies.

2.1 Le système électrique

2.1.1 Introduction – les sources de flexibilité du système électrique

Recommandations

⇨ **Préciser d'ici la prochaine PPE les besoins de flexibilité du système électrique à l'horizon 2023 et 2030, et identifier les leviers de flexibilité les plus pertinents au plan technique et économique.**

Assurer la sûreté du système électrique nécessite de disposer d'une flexibilité suffisante pour faire face aux variations de court terme de l'offre et de la demande. Un diagnostic des besoins de flexibilité induits par l'accroissement de la variabilité de l'offre et de la demande à court terme, conséquence de l'arrivée des énergies renouvelables et du développement de nouveaux usages de l'électricité, a été présenté au paragraphe 1.1.1 du présent volet. Ce diagnostic effectué par RTE montre que le système électrique est capable de faire face aux besoins de flexibilité à l'horizon 2023, grâce notamment aux installations hydroélectriques.

Il importe cependant de s'assurer dès maintenant que les infrastructures énergétiques, dont les durées de vie sont généralement longues par rapport aux évolutions du système électrique, soient capables de contribuer aux besoins croissants de flexibilité au-delà de 2023. L'analyse de RTE fait en effet état d'une modification significative de l'allure de la courbe de consommation résiduelle (i.e. nette de la production renouvelable) dans un mix électrique comprenant 36 GW d'éolien installé, dont 9 en mer, et 24 GW de PV, ces niveaux pouvant être atteints à l'horizon 2025 si les objectifs de la PPE sont atteints.

Pour équilibrer en temps réel les niveaux de production et de consommation sur le territoire et gérer l'intermittence, le système électrique dispose de quatre leviers complémentaires :

- **Le pilotage de la demande électrique** permet de déplacer les périodes de forte consommation vers les périodes de forte production renouvelable. Les effacements peuvent également rendre des services au système en proposant des réductions rapides de la consommation.
- **Le stockage**, qui peut être alternativement une source de production et de consommation, est potentiellement capable de faire face à tous les enjeux liés à la gestion de l'intermittence. Le stockage permet d'aplanir les pointes de production renouvelable et de transférer l'énergie vers les pointes de consommation, et ce à différentes échelles temporelles (allant de moins d'une heure à plusieurs années en fonction des technologies) : à ce titre, il contribue aussi bien à la gestion des périodes de surplus que des périodes de déficit de production renouvelable. Le stockage est potentiellement capable de participer aux services systèmes et de mettre son inertie au service du système électrique.
- **Le réseau** (transport, distribution et interconnexions) est le seul moyen qui permet d'agréger géographiquement la production renouvelable et de bénéficier ainsi des effets de foisonne-

ment de leur production, ce qui facilite la gestion de l'intermittence. Le réseau permet par ailleurs de raccorder les centres de demande aux sites au fort potentiel de production renouvelable.

– **Les unités de production** programmables et flexibles participent aux mécanismes de réserve et sont capables de faire varier leur niveau de production pour s'ajuster à la consommation résiduelle. Certaines peuvent démarrer rapidement (entre 15 et 30 minutes) pour couvrir les périodes de faible production renouvelable, et à l'inverse s'arrêter lorsque les énergies renouvelables sont suffisantes. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution soient progressivement mieux intégrées au système électrique, lorsque cela est justifié d'un point de vue technique et économique.

Le développement de ces sources de flexibilité doit accompagner l'essor des énergies renouvelables de manière à respecter les exigences de sécurité de l'approvisionnement électrique.

2.1.2 Le pilotage de la demande électrique

Objectifs

⇨ **Compenser l'érosion des effacements tarifaires et développer de nouveaux effacements, en atteignant 5 GW d'ici 2018 et 6 GW d'ici 2023.**

Orientations

⇨ **Introduire un signal prix à pointe mobile dans les tarifs réseaux, pour renforcer l'incitation à la maîtrise de la consommation à la pointe et favoriser le développement des effacements.**

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Mettre en place la nouvelle procédure d'appels d'offres pour les effacements introduite par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.**

⇨ **Démarrer le mécanisme de capacité, prévu en 2017, afin de favoriser le développement des effacements en révélant leur valeur de long terme pour la sécurité d'approvisionnement.**

Document de référence :

⇨ ***Rapport panorama énergies climat – Fiche « La production d'électricité et l'effacement de consommation en France » Edition 2015 – DGEC***

⇨ ***Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie – RTE***

2.1.2.1 Etat des lieux des effacements de consommation

Les effacements de consommation, un levier de flexibilité utile au système électrique

Un effacement de consommation d'électricité se définit, pour un consommateur donné, comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle, son niveau de soutirage sur les réseaux de transport ou de distribution d'électricité par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée.

Les effacements de consommation constituent un moyen efficace et respectueux de l'environnement pour répondre à la pointe de consommation constatée en hiver, en évitant la construction de moyens de production de pointe émetteurs de CO2. Ils contribuent ainsi à la sécurité du système électrique français, caractérisé par des « pointes de consommation » lors des vagues de froid hivernales du fait de la très forte thermo-sensibilité de la consommation française. Les effacements permettent également de limiter les besoins de renforcement du réseau et les coûts afférents. Leur rentabilité dépend des écarts de prix de marché de l'électricité entre les périodes de pointe et de creux, qui aujourd'hui demeurent relativement faibles.

Ils contribuent à la transition énergétique et accompagnent le développement des énergies renouvelables, en apportant une réponse structurelle à l'enjeu croissant de l'intermittence de la production électrique en France et en Europe.

On peut distinguer différents types d'effacements de consommation, selon que l'effacement résulte d'un report de la consommation, de l'utilisation d'un moyen de production d'électricité de substitution ou d'économies d'énergie qui se traduisent par des baisses de factures, notamment pour les ménages.

Les effacements de consommation peuvent être obtenus selon plusieurs procédés. Le fournisseur peut envoyer un signal tarifaire à son consommateur (par exemple un prix majoré les jours de pointe), qui adapte alors de lui-même sa consommation. Les effacements peuvent également être réalisés par des « opérateurs d'effacements » indépendants des fournisseurs, qui incitent les consommateurs à s'effacer. L'émergence du métier d'« opérateur d'effacement » contribue aujourd'hui au développement de la flexibilité des consommateurs. Ces opérateurs développent en effet des compétences pour identifier et exploiter les capacités d'effacement chez les consommateurs, agréger les différents profils d'effacement afin de répondre aux besoins du système électrique, et valoriser ces effacements sur les marchés.

Les premiers mécanismes de soutien aux effacements ont été mis en place via des options tarifaires dès 1982 avec la tarification EJP (Effacement Jours de Pointe), puis Tempo (1996), qui ont pour principe d'inciter le consommateur à réduire de lui-même sa consommation via un tarif fortement majoré pendant des périodes de pointe. Après avoir représenté jusqu'à 6 GW à la fin des années 90, la puissance disponible de ces effacements a fortement décru en raison de la fermeture de grands sites industriels, de la sortie progressive des industriels des tarifs réglementés de vente, du niveau du prix du fioul qui réduit l'intérêt de procéder à des effacements électriques pour les utilisateurs équipés de groupes diesel et s'ajoute au coût de maintenance des groupes devenus âgés. Les clients ayant souscrit un tarif à effacement représentent, début 2015, un potentiel d'effacement de près de 1900 MW.

Cadre de valorisation des effacements de consommation

Afin d'encourager le développement des capacités d'effacement et de révéler leur valeur pour le système électrique, la France a mené une réforme en profondeur de son marché de l'électricité, en permettant la participation des effacements à l'ensemble des mécanismes qui le composent :

- participation au marché d'ajustement, via le « Mécanisme d'Ajustement » (réserves dites « rapide » et « complémentaires »), depuis 2003 pour les industriels et 2007 pour l'effacement diffus. Par ailleurs, les effacements de consommation font l'objet d'appels d'offres spécifiques portant sur la réservation de capacité activable sur le mécanisme d'ajustement. Ces appels d'offres ont permis de contractualiser une capacité d'environ 1000 MW pour l'hiver 2014-2015 ;
- participation directe des effacements sur le marché de l'énergie, via le mécanisme dit « NEBEF » depuis le 1er janvier 2014 ;
- participation aux services système (réserves dites « primaire » et « secondaire ») pour les sites raccordés au réseau de transport depuis l'ouverture d'une expérimentation le 1er juillet 2014 ;
- participation au mécanisme de capacité, qui permettra de révéler la valeur de long terme des effacements pour le système électrique ;

A ce titre, la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 (dite « loi Brottes ») a mis en place un cadre réglementaire, complété par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, permettant la valorisation des effacements de consommations d'électricité sur les marchés de l'énergie, tout en favorisant l'émergence d'opérateurs d'effacement indépendants.

Gisement actuel d'effacements

Au total, le potentiel d'effacement pour l'hiver 2014-2015 était estimé à environ 3 700 MW, composés principalement des tarifs réglementés EJP et Tempo (1 900 MW), du potentiel d'effacement des offres de marché des fournisseurs (350MW), d'effacements issus des appels d'offres mis en place par la loi NOME en 2010 sur le mécanisme d'ajustement (1000 MW) et d'effacements sur le dispositif de réserves rapides et complémentaires (400 MW).

A ces dispositifs s'ajoutent les produits valorisant la flexibilité des consommateurs, qui se distinguent par leur court préavis, comme les services système et l'interruptibilité.

2.1.2.2 Les gisements identifiés à l'horizon de la PPE

Les travaux préparatoires de la PPE, menés en lien avec RTE, ont permis d'identifier des gisements de flexibilité dans les secteurs résidentiel, industriel et tertiaire.

Dans le secteur résidentiel, l'enjeu est de mieux valoriser à l'avenir la capacité de certains consommateurs à réduire leur consommation aux périodes de pointe. Il s'agit en particulier:

- des ménages capables d'effectuer des effacements longs grâce au recours à une autre forme d'énergie en substitution, essentiellement du bois;
- des ménages capables de procéder à des effacements courts, (durée inférieure à une heure), grâce notamment au pilotage de la demande d'eau chaude sanitaire ou du chauffage électrique. Pour ces consommateurs, le potentiel d'effacement dépend en réalité des hypothèses d'effet report, qui font actuellement l'objet de travaux d'approfondissement par RTE.

Au total, le gisement théorique dans le résidentiel est estimé entre 3 et 4 GW, dont environ 1,2 GW est valorisé aujourd'hui. La capacité à mobiliser ce gisement dépendra toutefois des coûts associés, qui sont susceptibles d'évoluer avec les progrès technologiques, et devront pouvoir être justifiés au regard des bénéfices pour la collectivité.

Dans les secteurs industriel et tertiaire, le gisement technique varie selon les domaines d'activité. A l'horizon 2023, le gisement accessible est estimé entre 3 et 4 GW, dont environ 2,5 GW sont valorisés aujourd'hui.

Sur ce segment, le développement de l'offre d'effacement constitue toutefois un objectif ambitieux, dès lors que la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts, en particulier des tarifs "EJP" va mécaniquement conduire à une érosion de l'offre d'effacement, compte tenu des signaux de marché actuels.

En conséquence, l'objectif est de disposer (sur l'ensemble des segments de consommation, hors interruptibilité et services système) d'un potentiel d'effacement de 5 GW en 2018 et 6 GW à l'horizon 2023.

2.1.3 Les réseaux électriques

Orientations

- ⇨ **Poursuivre les travaux de développement des interconnexions identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE et étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions au regard d'une analyse coût-bénéfice et de l'acceptabilité des projets.**
- ⇨ **Veiller à l'actualisation annuelle du schéma décennal élaboré par RTE, contrôlé par la CRE et compatible avec le plan décennal européen de réseaux de transport.**
- ⇨ **Continuer à investir dans les réseaux électriques en les adaptant aux nouvelles réalités (appels d'offres, autoproduction/autoconsommation, développement du photovoltaïque).**
- ⇨ **Mettre en place des instruments permettant aux autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et aux gestionnaires de distribution de mieux prioriser et coordonner leurs investissements.**
- ⇨ **Réviser les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENR) pour prévenir leur saturation et mettre en place ces schémas dans les régions ultra-marines.**
- ⇨ **Déployer les 30 millions de compteurs communicants Linky avant la fin de la deuxième période de la PPE, en veillant à ce que les consommateurs domestiques précaires disposent d'une offre de transmission de données de consommation au moyen d'un dispositif déporté d'affichage en temps réel.**

⇨ **Développer les réseaux intelligents : accompagner le passage de la phase des démonstrateurs smart grids au déploiement industriel de ces solutions à partir du retour d'expérience des démonstrateurs en cours, et s'assurer de la mise en œuvre des expérimentations prévues dans la loi à échéance de 2018.**

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Mettre en place le « Comité du système de distribution publique d'électricité » (CSDPE) chargé d'examiner la politique d'investissement des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, ainsi que des Autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et des entreprises locales de distribution (ELD).**

⇨ **Poursuivre les actions labellisées « Réseaux Electriques Intelligents » pour amplifier la dynamique engagée par les nombreux démonstrateurs.**

⇨ **Mettre en œuvre le décret relatif aux services de flexibilité locaux sur les réseaux publics de distribution publié en mai 2016.**

Document de référence :

⇨ ***Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité, RTE, 2015.***

⇨ ***Délibérations de la Commission sur le TURPE et sur le programme d'investissements (pour le réseau de transport uniquement).***

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte engage une transformation du mix électrique par un développement accru des énergies renouvelables. Cette transition entraine une modification significative des flux d'électricité sur le réseau électrique, qui nécessite le renforcement de la capacité du réseau afin de parer l'apparition de goulots d'étranglements (appelés congestions) et garantir la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble des territoires. En mutualisant les aléas de production et de consommation, les réseaux électriques permettent de mieux intégrer les énergies renouvelables et créent de la valeur pour tous les utilisateurs du système électrique.

Dans le contexte de la transition énergétique, les besoins en investissements sur les réseaux sont particulièrement importants et devraient continuer de croître pour s'adapter aux nouveaux modes de production et de consommation et maintenir la qualité de service.

Quelques chiffres

Géré par RTE, le réseau public de transport d'électricité est constitué de toutes les lignes exploitées à une tension supérieure à 50 kV sur le territoire métropolitain continental. Il comprend 105 448 km de lignes électriques à haute et très haute tension, 1 223 transformateurs et 3 960 postes de livraison. Par ailleurs, le réseau public de transport d'électricité français est interconnecté avec 6 pays (Grande-Bretagne, Belgique, Allemagne, Italie, Espagne et Suisse). Les capacités d'échange globales de la France s'élèvent fin 2015 à environ 17 GW pour l'export et 13 GW pour l'import (soit un taux de 10,5 %).

Les réseaux de distribution d'électricité sont constitués d'ouvrages de moyenne tension (entre 1 000 V et 50 kV) et d'ouvrages de basse tension (inférieure à 1 000 V). La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de concessions locales attribuées par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), généralement par l'intermédiaire de syndicats d'électrification intercommunaux. Enedis (ex-ERDF) est, sur 95 % du territoire métropolitain, le concessionnaire obligé des AODE pour la gestion de leurs réseaux de distribution d'électricité. 5% du territoire métropolitain sont par ailleurs desservis par les quelque 150 « entreprises locales de distribution » (ELD). Enedis exploite 1,3 million de km de lignes, 774 500 postes de distribution (HTA/BT) et 2 251 postes sources (HTB/HTA), desservant 35 millions de clients.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie par période de 4 ans. Ils sont établis, pour le transport d'électricité, au regard des coûts supportés par RTE, gestionnaire unique du réseau public de transport et, pour la distribution, des coûts supportés par Enedis. La couverture des charges de capital permet aux gestionnaires

de réseau de dégager des ressources qui contribuent à réaliser les investissements nécessaires à la viabilité et au développement des réseaux.

Les tarifs sont accompagnés de dispositifs de régulation incitative, afin notamment d'inciter les gestionnaires de réseaux à mieux maîtriser leurs coûts ou à améliorer la qualité de l'alimentation.

Le quatrième TURPE est entré en vigueur, pour le transport au 1er août 2013, et pour la distribution au 1er janvier 2014. Le prochain tarif TURPE 5, prévu en 2017, devrait permettre des évolutions de la structure tarifaire dans le contexte de la transition énergétique et une régulation spécifique pour le déploiement des compteurs communicants. La Commission de régulation de l'énergie a entamé à l'été 2015 un processus de consultation afin de préparer la révision des tarifs. La CRE a publié en janvier 2016 une première délibération portant projet d'orientations pour la structure des prochains tarifs. Elle prévoit notamment l'introduction d'une option à pointe mobile pour la moyenne tension.

2.1.3.1 Des besoins accrus d'investissements dans un contexte de transition énergétique

Sur le réseau de transport

Dans la décennie à venir, les investissements sur le réseau sont estimés en moyenne à 1,5 milliard d'euros par an, dont 1 milliard pour le développement du réseau et 400 millions d'euros pour le renouvellement des équipements selon RTE.

En effet, l'essor d'une production électrique décentralisée se traduit par l'apparition de nouvelles zones de production, induisant un besoin de renforcement du réseau de transport. Par ailleurs, le caractère intermittent des énergies renouvelables, en développement dans toute l'Europe, ainsi que l'objectif d'intégration des marchés européens renforcent le besoin d'interconnexions entre la France et ses voisins.

RTE anticipe ainsi un besoin de création et de renforcement d'ouvrages de l'ordre de 2000 km pour la décennie à venir :

- 1200 km de nouveaux ouvrages souterrains et sous-marins en courant continu et les stations de conversion associées ;
- environ 600 km de renforcements du réseau existant ou de nouveaux circuits en courant alternatif aérien 400 kV en substitution d'ouvrages existants ;
- près de 900 km de liaisons souterraines et un peu plus de 400 km de liaisons aériennes en courant alternatif 225 kV.

Ces investissements permettront notamment de créer 4 GW de capacité d'accueil de production éolienne offshore supplémentaire et 10 GW de capacités d'interconnexions additionnelles.

Après la mise en service de l'interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia, une nouvelle interconnexion avec l'Italie sera mise en service en 2017. Trois autres interconnexions sont en cours d'instruction avec la Grande-Bretagne et d'autres sont à l'étude avec l'Espagne et avec l'Irlande.

Sur les réseaux de distribution

Enedis est entré depuis 2005 dans un nouveau cycle d'investissements. Les investissements prévus par Enedis hors Linky pour 2016 sont de 3 255 M€, en hausse de 2.5% par rapport à 2015 (3 175 M€). Les autorités concédantes investissent également chaque année (aides comprises) de l'ordre de 800 à 900 M€ dans les réseaux de distribution.

Sur la période 2015-2023, les besoins d'investissements dans les réseaux de distribution d'électricité vont continuer de croître pour plusieurs raisons :

- l'arrivée de nouvelles sources de production et de flexibilité sur les réseaux de distribution modifie leur structure ;
- le maintien d'un haut niveau de qualité de l'électricité distribuée nécessite de renouveler et de sécuriser les réseaux existants.

Les réseaux de distribution ont été initialement conçus uniquement dans un sens descendant, c'est-à-dire pour acheminer l'électricité vers les zones de consommation. Or le réseau basse et moyenne tension accueille aujourd'hui l'essentiel des nouvelles capacités d'énergies renouvelables décentralisées, nécessitant des démarches de modernisation afin de permettre un fonctionnement bidirection-

nel des réseaux. A ce titre, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la mise en œuvre d'expérimentations visant à optimiser localement, sur des portions du réseau public de distribution, la gestion des flux d'électricité entre consommateurs et producteurs. Les modalités de développement de ces services locaux de flexibilité ont été définies par décret.

Le développement des énergies renouvelables couplé à l'arrivée du véhicule électrique modifie ainsi profondément la structure et la gestion du réseau basse et moyenne tension.

Le développement de la production décentralisée, notamment dans des zones de consommation peu denses, nécessite généralement la création ou le renforcement des ouvrages de réseau. A cet égard, la localisation des installations de production décentralisée par rapport aux capacités d'accueil du réseau ainsi que la taille des installations sont déterminantes en termes de coûts de raccordement. En outre, l'arrivée de la production intermittente apporte de nouvelles contraintes en matière de gestion du réseau, face auxquelles la modulation de la production est une piste envisagée.

En matière d'intégration des véhicules électriques, les investissements vont dépendre notamment de la nature des bornes installées (recharges rapides ou lentes), qui génèrent plus ou moins de contraintes sur le réseau.

Par ailleurs, les investissements en faveur de la qualité et de la modernisation sont en croissance. Parmi les programmes prioritaires figurent la sécurisation et la fiabilisation des postes sources en zone urbaine dense, la prolongation de la durée de vie des réseaux moyenne tension aérien dans les zones rurales ainsi que le renouvellement des câbles souterrains vétustes dans les métropoles.

Au regard de cette croissance des investissements sur le réseau de distribution et du caractère stratégique de ce dernier pour l'intégration des énergies renouvelables, une coordination efficace et une gouvernance claire sont essentielles dans les prochaines années. La création d'un « Comité du système de distribution publique d'électricité » (CSDPE) par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, chargé d'examiner la politique d'investissement des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, ainsi que des Autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et des entreprises locales de distribution (ELD), constituera un outil essentiel de cette coordination.

Le CSDPE démarrera son activité en 2016. Il sera également destinataire des synthèses des travaux des Conférences Départementales afin de s'assurer de l'adéquation entre les politiques nationales et locales d'investissements.

2.1.3.2 Un recours nécessaire aux outils de planification existants

L'horizon d'investissement – de l'ordre de la décennie – qui sous-tend l'évolution du réseau de transport justifie le recours à des instruments de planification. Cette planification est d'autant plus complexe qu'elle s'appuie sur plusieurs documents, établis à la fois au plan national et européen.

Au plan européen, le 3ème paquet « marché intérieur » adopté par les Etats membres de l'Union européenne en 2009, a mis en place plusieurs outils pour faciliter la construction de l'Europe électrique. Il prévoit notamment l'élaboration de « codes de réseaux », qui visent à harmoniser les pratiques européennes dans le domaine des réseaux, afin d'améliorer la sûreté électrique dans un contexte de développement rapide des énergies renouvelables. Ces codes devraient tous avoir été approuvés d'ici fin 2016, et devront être intégrés au cadre réglementaire français sur la première période de la PPE.

Le 3ème paquet instaure également une démarche de planification des investissements du réseau de transport : l'association des gestionnaires de réseaux européens (ENTSO-E) doit publier tous les deux ans un plan décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité européen (TYNDP[12]). Au plan national, chaque gestionnaire de réseau de transport élabore ensuite son schéma décennal de développement du réseau, qui doit être cohérent avec le plan établi par ENTSO-E. Il est établi sur la base de l'offre et de la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers. Il mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans

[12] Ten-Year Network Development Plan

les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements. Chaque année, le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie, qui peut imposer au gestionnaire du réseau public de transport la modification du schéma décennal de développement du réseau.

Compte tenu des enjeux de flexibilité du système électrique à moyen terme, il apparaît essentiel de poursuivre les travaux de développement des interconnexions identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE, et d'étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions au regard d'une analyse coût-bénéfice et de l'acceptabilité des projets. L'actualisation annuelle du schéma décennal élaborée par RTE, contrôlée par la CRE et compatible avec le plan décennal européen de réseaux de transport, devra également intégrer les orientations fortes de développement des énergies renouvelables de la présente programmation, qui se traduisent notamment par :

- un renforcement du réseau français en amont lorsqu'il est lui-même limitant pour la mutualisation des moyens de production au niveau européen,
- la création de zones d'accueil pour les énergies renouvelables,
- le renforcement du réseau rendu nécessaire par l'arrivée de production dans le cadre de l'appel d'offres éolien en mer.

Les évolutions du réseau de transport devront également permettre d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique au niveau local, en particulier dans les zones où la consommation et en forte croissance, comme par exemple via la mise en place du pacte électrique breton et du "filet de sécurité" en région PACA. Les évolutions du réseau de transport devront également accompagner la réduction de la part du nucléaire.

Par ailleurs, les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) institués en 2012 continueront à jouer un rôle central pour faciliter le développement des énergies renouvelables. Elaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution concernés, en fonction des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par les schémas régionaux du climat, de l'air, et de l'énergie (SRCAE), ils définissent un périmètre de mutualisation entre les producteurs du coût des ouvrages électriques à créer, comprenant les postes de transport, les postes-source et les liaisons entre les postes. Au sein de ce périmètre de mutualisation, une même quote-part doit ainsi être payée par tous les producteurs d'énergies renouvelables se raccordant dans le cadre d'un S3REnR. Ce mécanisme permet ainsi d'éviter les effets de barrière et d'aubaine qui résultaient de l'application du droit commun de raccordement applicable aux ENR avant la création des S3REnR et selon lequel le premier producteur dont le raccordement nécessitait la création d'un ouvrage finançait seul cet ouvrage, les producteurs suivants pouvant ensuite en bénéficier gratuitement des capacités disponibles. Afin de prévenir les situations de saturation, le décret n° 2016-434 du 11 avril 2016 instaure :

- une procédure d'adaptation permettant d'ajuster rapidement les schémas existants au rythme de déploiement des énergies renouvelables, s'il est plus rapide que prévu ;
- une procédure de révision pour les modifications plus substantielles. Ses grands principes sont ceux qui ont présidé à l'élaboration réussie de la première génération des S3REnR.

Par ailleurs, ce décret plafonne le montant de la quote-part effectué par les producteurs d'énergie renouvelable pour leur raccordement dans les départements et régions d'outre-mer concernés (Guadeloupe, Guyane, Martinique, Réunion, et Mayotte), ce qui permettra de favoriser le développement des énergies renouvelables dans ces territoires disposant d'un potentiel particulièrement intéressant.

Ainsi, pour contribuer à l'accueil des volumes d'énergie renouvelables visés dans la présente programmation, les orientations et actions suivantes doivent être engagées :

- veiller à l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables dans les départements et régions d'outre-mer ;
- veiller à la révision suffisamment tôt des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, en particulier en anticipant autant que possible les situations probables de saturation.

2.1.3.3 Vers des réseaux dits « intelligents »

Document de référence :

- ⇨ ***Site Internet de la CRE sur les smart grids : http://www.smartgrids-cre.fr/***
- ⇨ ***Feuille de route « Réseaux Electriques Intelligents » de la Nouvelle France Industrielle***

Les réseaux électriques intelligents regroupent un ensemble de fonctionnalités permettant de répondre à différents défis de la transition énergétique. Ils visent notamment à optimiser les investissements dans les réseaux et à permettre l'insertion massive des productions intermittentes et des véhicules électriques, via l'utilisation de fonctions avancées de gestion, d'observabilité et de conduite des réseaux offrant plus de flexibilité, ainsi que le pilotage de la demande. L'évolution vers plus d'intelligence des réseaux devrait combiner le déploiement de nouvelles familles d'équipements (capteurs, équipements télé-opérables, équipements de communication, …), la numérisation des équipements existants et le développement de logiciels et systèmes informatique capables de traiter les volumes d'informations collectées sur les réseaux.

Le déploiement du compteur communicant, première brique des réseaux électriques intelligents

Le déploiement du compteur communicant d'électricité a débuté le 1er décembre 2015 et se poursuivra jusqu'en 2021. Un comité de suivi du déploiement du compteur communicant a été mis en place depuis décembre 2014, sous l'égide de la direction de l'énergie, afin de partager et de suivre dans la durée et avec l'ensemble des parties prenantes, les enjeux liés au déploiement de ces nouveaux compteurs.

Le compteur communicant apporte deux principales innovations par rapport aux compteurs actuels :

- une mesure plus fine de la consommation et des informations relatives au niveau de qualité;
- une capacité de communication bi-directionnelle : il peut transmettre les données qu'il mesure et recevoir des ordres à distance.

A l'amont, le compteur communicant devrait augmenter l'observabilité du réseau basse tension, avec notamment :

- un suivi plus fin du niveau de la tension sur le réseau basse tension ;
- une détection plus rapide des pannes ainsi que des anomalies de consommation.

Le compteur communicant permettra ainsi d'optimiser la gestion et le développement du réseau de distribution et de préparer les réseaux à l'intégration massive d'énergies renouvelables et de véhicules électriques

A l'aval, le compteur permettra d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs.

- il améliorera l'information des consommateurs sur leur consommation et permettra des facturations sur la base de données réelles ;
- il permettra des relevés à distance, qui ne nécessiteront plus la présence du client et la simplification de nombreuses opérations (changements de contrat, de fournisseur) ;
- il pourra favoriser l'émergence de services de maîtrise des consommations, auxquels il servira de support, ainsi que l'apparition de nouvelles offres tarifaires.

L'investissement de l'ordre d'environ 5 milliards d'euros est supporté par les gestionnaires de réseaux de distribution (via le TURPE). Le modèle économique du compteur est équilibré sur sa durée de vie de 20 ans (les gains compensent les coûts de déploiement) impliquant ainsi un effet sur le tarif réseaux neutre à terme, le déploiement en lui-même se traduit par une première phase fortement capitalistique en début de projet (de 2014 à 2021), suivie d'une deuxième phase d'amortissement.

Des démonstrateurs smart grids au déploiement à grande échelle des solutions « réseaux électriques intelligentes »

De nombreuses expérimentations ont été lancées sur le territoire français depuis plusieurs années. Dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'ADEME a lancé 5 appels à manifestations d'intérêt sur les réseaux électriques intelligents, qui ont permis le financement de 17 projets démonstrateurs pour un montant de contractualisation de 91 M€ dont plusieurs sont en cours de réalisation. Ces démons-

trateurs favorisent le regroupement des acteurs aux expertises complémentaires (gestionnaires de réseaux, industriels, PME/PMI, start-up, laboratoires, collectivités territoriales..) et accélèrent ainsi la mise au point des nouvelles technologies. Différentes briques technologiques nécessaires à l'émergence des réseaux électriques intelligents sont ainsi en cours de démonstration. La plupart des démonstrateurs ont un plan de marche sur 3 à 5 ans et une partie des projets commencent à donner leurs premiers résultats. Un retour d'expérience des expérimentations et un chiffrage des bénéfices sera produit par l'ADEME d'ici la fin de l'année 2016.

Bien que les démonstrateurs n'aient pas encore livré toutes leurs conclusions, l'avancement des travaux est suffisant pour envisager un premier déploiement anticipé à grande échelle et économiquement rentable à l'horizon 2017-2020. Dans ce contexte, un appel à projets a été lancé le 15 avril dans le cadre du plan « Réseaux Electriques Intelligents », qui est l'un des 34 plans de la Nouvelle France Industrielle, afin d'élargir géographiquement les zones de déploiement pour couvrir plus de consommateurs, plus de moyens de production ainsi qu'une plus large diversité de territoires. Les résultats de l'appel à projets ont été annoncés en avril 2016. Trois projets ont été retenus :

- le dossier FLEXGRID, déposé par le Conseil régional de Provence-Alpes-Côte d'Azur,
- le dossier SMILE, déposé par le Conseil régional de Bretagne, en lien avec les Pays-de-la-Loire,
- le dossier YOU & GRID, déposé par la métropole européenne de Lille, en lien avec le Nord-Pas-de-Calais.

Les trois lauréats pourront recourir au guichet des investissements d'avenir, afin de bénéficier d'un accompagnement financier sur les actions d'économies d'énergie et de pilotage de la consommation électrique, chez le consommateur : 50 millions d'euros sont mobilisés dans ce but.

Les dossiers FLEXGRID et SMILE bénéficieront en outre d'un investissement total de 80 millions d'euros sur les réseaux de transport et de distribution de l'électricité, de la part des gestionnaires de réseaux RTE et Enedis. Ce déploiement permettra d'établir une vitrine industrielle des savoir-faire français dans le domaine des réseaux électriques intelligents, adaptée aux spécificités de chacun des deux dossiers.

Ce déploiement va nourrir la stratégie de la filière française des réseaux électriques intelligents, structurée au sein de l'association « Think Smartgrids » créée dans le cadre de la Nouvelle France industrielle, et ainsi renforcer son dynamisme, au service de la transition énergétique et de la création d'emplois verts.

Ce déploiement à grande échelle s'inscrit dans le cadre des 10 actions proposées pour la réussite du Plan « Réseaux Electriques Intelligents » dans lequel la France s'est lancée. Ces actions sont toutes tournées autour de l'excellence de la filière industrielle française, l'approfondissement des connaissances autour des réseaux intelligents et la valorisation des solutions françaises.

Des solutions dites « intelligentes » viendront ainsi compléter progressivement les solutions conventionnelles selon leur compétitivité et leur maturité industrielle.

2.1.4 Le stockage d'électricité

Objectifs

⇨ **Engager d'ici 2023 des projets de stockage sous forme de STEP, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités à l'horizon 2030.**

Orientations

⇨ **Envisager le lancement d'appels d'offres pour développer les solutions de stockage dans les zones où cela sera économiquement pertinent d'ici 2023.**

⇨ **Favoriser des projets de R&D amont ou de démonstration visant à développer les solutions de stockage d'électricité qui pourraient permettre, à moyen terme (autour de 2030), l'augmentation forte de la part des EnR dans le mix électrique.**

⇨ **Etudier la possibilité pour le stockage de participer aux services systèmes.**

⇨ **Accompagner le développement des systèmes de stockage par une réflexion sur la réglementation et la tarification réseau applicables à ces systèmes, par exemple sous forme de concertation, notamment pour permettre leur installation dans des conditions adéquates de sécurité pour le système énergétique et pour les personnes**

⇨ **Mettre à jour régulièrement les études technico-économiques sur le rôle systémique des moyens de flexibilité, dont le stockage d'énergie, à des horizons de temps moyen à long terme.**

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Engager une consultation sur la réglementation applicable au stockage.**

⇨ **Faire aboutir les trois nouveaux démonstrateurs sélectionnés en début d'année 2015 dans le cadre du précédent appel à projet relatif au stockage et à la conversion de l'énergie.**

⇨ **Sélectionner les projets de développement de briques technologiques ou de démonstrateurs sur le stockage de l'énergie ou la conversion de l'électricité renouvelable en d'autres vecteurs, dans le cadre de l'appel à projets de l'ADEME.**

⇨ **Accompagner et renforcer la capacité d'innovation des PME dans le domaine du stockage et de la conversion de l'énergie sous la forme d'appels à projets.**

⇨ **Soutenir la création de deux sites industriels en France pour la filière batterie et la filière hydrogène, dans le cadre de la solution industrielle « mobilité écologique » de la Nouvelle France Industrielle**

⇨ **Labelliser en 2016 des projets de démonstration d'envergure dans le cadre de l'appel à projet « Territoires Hydrogène ».**

Document de référence :

⇨ ***Etude sur le potentiel du stockage d'énergie, DGCIS - ADEME - ATEE, 2013.***

⇨ ***Etude PEPS sur le potentiel de stockage d'énergies, lancée par l'ADEME, la DGCIS et l'ATEE (2013).***

⇨ ***Rapport du chantier « réseau électrique intelligent » de la Nouvelle France Industrielle.***

⇨ ***Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire, lancée par l'ADEME, GRT Gaz et GRDF (2014).***

⇨ ***Energy Storage Roadmap, AIE (2014).***

Le développement des technologies et des capacités de stockage de l'électricité représente **un enjeu important pour les années à venir dans une perspective de diversification du mix électrique**, avec notamment l'augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien) dans la production d'énergie électrique mais aussi de développement des **bâtiments à énergie positive et des territoires à énergie positive**. L'essentiel de ce développement aura toutefois lieu bien après la période de la PPE. Le stockage de l'énergie apparaît ainsi comme une solution complémentaire aux effacements et au déploiement de réseaux intelligents pour accroître la part des énergies renouvelables.

2.1.4.1 Etat des lieux des technologies

Il existe à ce jour un grand nombre de technologies de stockage d'énergie en cours de développement, chacune avec des coûts, des degrés de maturité et des caractéristiques techniques de puissance, énergie, temps de réponse, durées d'intervalles entre charge et décharge, densité énergétique différents visant des marchés de stockage centralisé, distribué ou diffus. Les technologies sont ainsi davantage complémentaires les unes aux autres qu'en concurrence et permettent de répondre à des services différents.

Les solutions de stockage d'énergie se divisent en trois catégories principales :

- **Le stockage « mécanique »** comprenant d'une part, les installations utilisant l'énergie mécanique potentielle telles que les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), les barrages hydro-électriques, le stockage d'énergie par air comprimé (CAES – *Compressed Air Energy Storage*) et celles utilisant l'énergie mécanique cinétique telles que les volants d'inertie.
- **Le stockage « électrochimique »** : les piles, les batteries, les condensateurs, l'hydrogène, ce dernier constituant un vecteur de conversion de l'énergie, en particulier entre réseaux

d'électricité et de gaz (« power to gas ») ou pour la mobilité (piles à combustible pour véhicules);

- **Le stockage « thermique »**, par chaleur latente ou sensible (ex : ballons d'eau chaude).

La figure ci-dessous présente les caractéristiques énergie/puissance des différentes technologies.

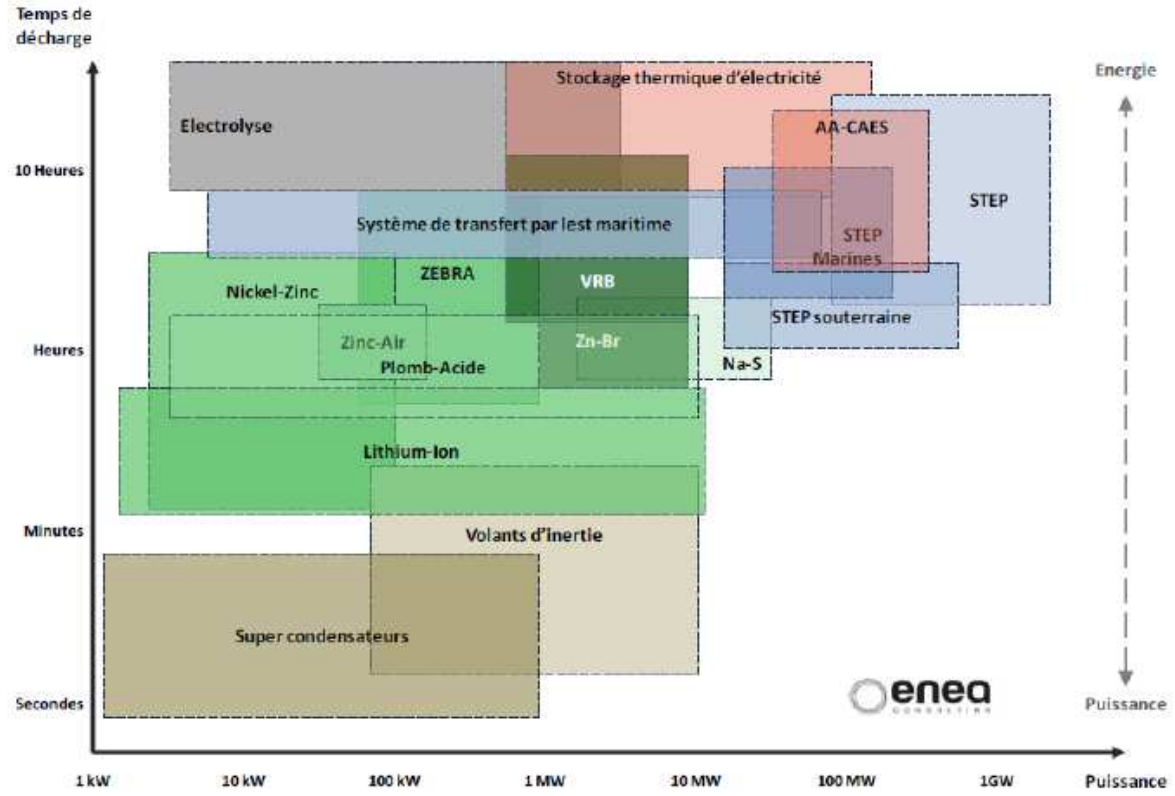


Figure 8 : Caractéristiques énergie/puissance des différentes technologies (Source : Etude « PEPS », Enea consulting)

Les services rendus par le stockage pour le système électrique sont de natures différentes :

- **Production d'électricité** : optimisation de la production (ex : lissage, suivi de charge, déplacement de la production, arbitrage marché) ;
- **Transport d'électricité** : participation aux services systèmes conformément aux codes de réseau, arbitrage avec la construction de nouvelles lignes ;
- **Distribution** : arbitrage avec la construction de nouvelles lignes, contrôle de la tension et sécurisation de la distribution ;
- **Consommation** : diminution de la pointe de consommation, continuité de la fourniture, autoconsommation voire autonomie énergétique sur des sites isolées ;

A cela s'ajoutent les applications de mobilité qui ne sont pas traitées dans le présent chapitre.

Concernant les services apportés aux opérateurs de réseaux d'électricité, le stockage d'énergie est directement en concurrence avec le renforcement de réseaux pour répondre à des contraintes locales. Si ces contraintes sont jugées pérennes, un opérateur de réseau aura aujourd'hui plutôt intérêt à renforcer le réseau (en fonction toutefois du coût de ce renforcement). Cependant, il pourrait utiliser temporairement (plusieurs mois à plusieurs années) des capacités de stockage d'énergie mobiles pour différer ces investissements. Par ailleurs, pour que le stockage s'insère en toute sécurité dans le système électrique, il est nécessaire que les gestionnaires de réseaux de distribution soient informés des caractéristiques et de la localisation des installations de stockage.

A l'heure actuelle, aucune technologie de stockage d'électricité ne permet de couvrir l'ensemble de ces services simultanément et les services rendus peuvent également dépendre du positionnement de l'installation sur les réseaux électriques. La pertinence économique d'un moyen de stockage

augmente avec le nombre de services qu'il peut rendre puisqu'elle est capable de dégager davantage de valeur et est de fait plus difficilement substituable par d'autres dispositifs.

2.1.4.2 Les perspectives de développement

Les STEP et les barrages hydroélectriques constituent actuellement le moyen de stockage à grande échelle le plus important en France (4,3 GW de STEP et 13 GW d'hydraulique avec réservoir). Les STEP restent les seuls moyens de stockage « économiquement compétitifs » (même si les conditions de marché actuelles ne permettent pas de rentabiliser un investissement sans des aides) à court terme avec un potentiel de développement encore significatif en France métropolitaine. A cela s'ajoutent 13 à 20 TWh de stockage thermique via les ballons d'eau chaude (consommation électrique pouvant être déplacée).

Selon différentes études, les besoins de stockage à l'horizon 2023 sont faibles en France continentale, le système électrique français ayant assez de résilience pour absorber la production accrue d'énergies renouvelables à cet horizon. Le diagnostic des besoins de flexibilité du système électrique français effectué par RTE et présenté en partie 1.1.1 ait notamment apparaître qu'il n'y aurait pas de besoin de stockage infra-journalier avant 2030. En revanche, un besoin éventuel pour des moyens de stockage infra-hebdomadaires pourrait apparaître avant cette échéance, mais a priori après 2023, pour pouvoir pallier par exemple plusieurs jours sans vent ou sans soleil. Il s'agit donc d'un besoin pour des moyens de stockage « longs » auxquelles sont susceptibles de répondre les STEP mais également d'autres technologies de stockage telles que l'hydrogène, le stockage d'énergie par air comprimé, certaines formes de stockage thermique.

En fonction de l'évolution des prix de l'électricité, le stockage pourrait présenter des opportunités pour développer l'autoproduction à partir d'énergies renouvelables.

Il est donc important à court terme de continuer à favoriser des projets de R&D amont ou de démonstration (ex : programme des investissements d'avenir pour les démonstrateurs, fonds unique interministériel pour des projets de recherche collaboratif, soutien de projets de recherche et développement par l'ANR) **visant à développer les solutions de stockage d'électricité qui pourraient permettre, à moyen terme (plutôt autour de 2030), la poursuite de l'augmentation de la part des EnR dans le mix électrique.**

Les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain (Corse, DOM-COM) représenteront un terrain d'expérimentation extrêmement favorable pour certaines technologies de stockage.

Les moyens de stockage décentralisés présentent encore un coût d'investissement élevé, qui au regard du stade de développement et de compétitivité actuels des technologies, ne permet pas leur rentabilité en métropole continentale par la seule amélioration du taux d'autoconsommation et les moindres soutirages sur le réseau. **Le coût des technologies baisse toutefois rapidement.**

Ainsi, si les coûts d'investissements sont aujourd'hui trop élevés pour un déploiement massif de systèmes de stockage décentralisé en métropole à très court terme, les coûts de certaines technologies de stockage sont désormais très proches des coûts de production de l'électricité dans les zones non interconnectées et un programme de déploiement de stockage décentralisé pourrait être envisagé à court terme dans ces zones.

2.1.5 L'autoconsommation / autoproduction et la production locale d'énergie

Orientations

- ⇨ **Lancer des expérimentations de soutien à l'auto-consommation/auto-production, en particulier sous la forme d'appels d'offres dédiés, à partir de 2016 pour le tertiaire/l'industrie et dans les ZNI.**
- ⇨ **Tirer un retour d'expérience de ces appels d'offres pour définir un cadre législatif et réglementaire adapté au développement de l'autoconsommation / autoproduction , notamment sur le statut de l'autoconsommateur, la mise en place d'un cadre garantissant la sécurité des biens et des personnes (prévention des risques électriques, encadrement technique des installations, protection du consommateur, etc.), et étudier l'opportunité d'une évolution du TURPE au cours de la deuxième période de la PPE.**

⇨ **Améliorer l'optimisation des taux d'autoconsommation et d'autoproduction au travers des actions suivantes :**

- Continuer les réflexions sur les mesures de flexibilité du système électrique qui pourraient être mises en œuvre, notamment celles qui permettraient de différer ou de supprimer les besoins de renforcement des réseaux.

- Soutenir la R&D et la démonstration sur les technologies de stockage d'électricité et de valorisation des excédents d'électricité renouvelable.

- Approfondir les réflexions sur les options d'écrêtement et de déconnexion en lien avec les gestionnaires de réseaux et la profession.

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Un appel d'offres dédié à l'autoconsommation / autoproduction a été lancé en 2016.**

⇨ **Mettre en œuvre l'ordonnance publiée en 2016 définissant un cadre législatif pour l'autoconsommation de façon à assurer un développement maîtrisé et sécurisé des installations, et publier le décret prévu par l'ordonnance.**

Document de référence :

⇨ ***Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, Ministère de l'écologie, 2014.***

L'autoconsommation/autoproduction et la production locale d'énergie sont destinées à se développer et à prendre une place de plus en plus prégnante dans le mix électrique dans un contexte où, d'une part, les coûts de production des installations d'électricité renouvelable diminuent et où les prix de l'électricité augmentent, et, d'autre part, où les citoyens et les collectivités aspirent de plus en plus à un modèle de développement économique local de production d'électricité « verte » qui permette de répondre à leurs propres besoins.

Le développement de ce mode de production décentralisé implique dans un premier temps de définir ce dernier et d'en préciser les caractéristiques qui varient selon les sources d'énergie et les secteurs de consommation de cette énergie décentralisée. La priorité est donnée dans un premier temps à l'expérimentation dans les secteurs de consommation les plus porteurs.

2.1.5.1 Définition de l'autoconsommation/autoproduction et caractéristiques des secteurs de consommation

L'autoconsommation peut se définir comme le fait de consommer sa propre production d'électricité. Elle est associée à la notion d'autoproduction, qui est le fait de produire sa propre consommation.

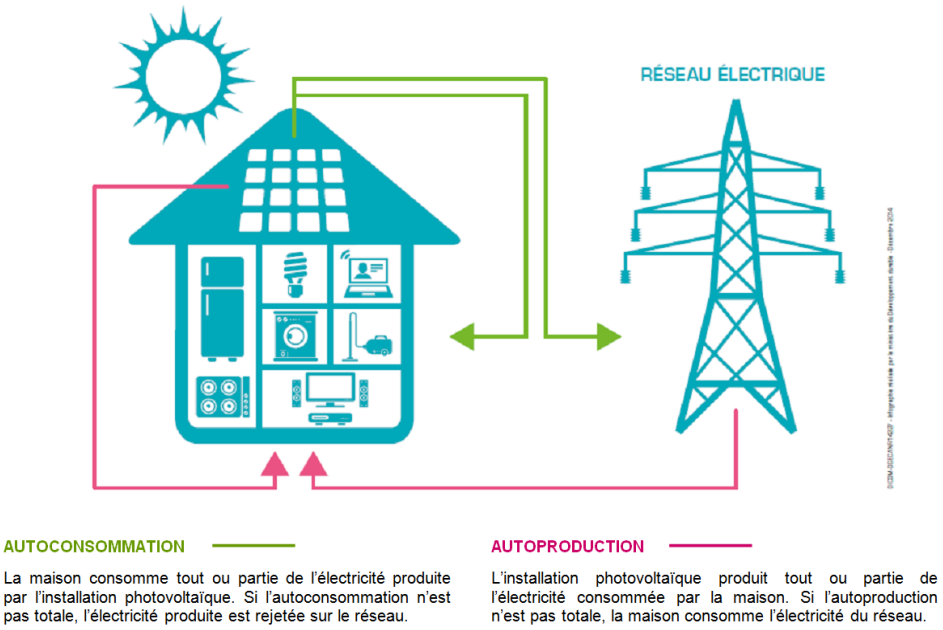


Figure 9 : Illustration des concepts d'autoconsommation et d'autoproduction

Dans la pratique, les sites de consommation auront quasiment toujours besoin, à quelques exceptions près, de recourir pendant certaines périodes au réseau électrique traditionnel soit pour se fournir en électricité, soit pour injecter l'électricité produite en excédent par leur installation de production locale. Ainsi, fonctionner en autoconsommation / autoproduction ne signifie pas être en autarcie énergétique.

Cette activité d'autoconsommation/autoproduction varie selon les caractéristiques de consommation et de production des différents secteurs. Aussi doit-on distinguer pour la production taïque[13] :

- le tertiaire/industriel/agricole (au sens large : industrie, agroalimentaire, logistique, agriculture, etc.) où les profils de consommation et de production peuvent être relativement synchrones, notamment grâce à des consommations importantes et permanentes pendant la journée (climatisation, bureautique, groupes froids, etc.) voire à des capacités de stockage liées à l'activité du site (frigorifique, chauffage, etc.) ;
- le résidentiel diffus où les profils de consommation et de production sont généralement peu synchrones, et où, sauf si les installations de production sont de puissance très réduite, le taux d'autoconsommation « naturelle » (c'est-à-dire sans stockage) est peu élevé à l'échelle du bâtiment et des contraintes peuvent être engendrées sur le réseau (puissance injectée potentiellement élevée en proportion de la puissance installée sur le bâtiment) ;
- les bâtiments collectifs, groupes de bâtiments ou quartiers, qualifiés sous la notion « d'îlots urbains », à l'échelle desquels le foisonnement des consommations et des productions peut permettre une meilleure synchronisation des courbes de demande et de production des installations renouvelables décentralisées : un déficit de production d'un bâtiment à un instant donné peut être compensé par un bâtiment situé à proximité et un excédent de production pourrait être valorisé à proximité. Toutefois, les effets du foisonnement, phénomène naturel, ne constituent pas en eux-mêmes des actions d'autoconsommation / autoproduction. Ainsi, les mesures d'autoconsommation / autoproduction devront aller au delà du simple foisonnement, en améliorant les conditions d'intégration des installations dans le système électrique par un dimensionnement adapté des installations au regard des profils de consommations et des capacités d'accueil du réseau ;
- le cas spécifique des zones non interconnectées (ZNI) qui, compte tenu de leurs spécificités (part des énergies fossiles élevée, coûts de production élevés, fort ensoleillement, capacités

[13] Suivant la source d'énergie, la synchronisation entre les secteurs de consommation et la production à partir de cette énergie ne sera pas identique.

intermittentes atteignant le seuil de déconnexion dans certaines ZNI) constituent des territoires favorables aux expérimentations.

2.1.5.2 Les opportunités de l'autoconsommation/autoproduction pour le système électrique

En termes d'impact sur le réseau électrique, le modèle d'autoconsommation / autoproduction peut avoir des effets bénéfiques par rapport à la situation la plus courante rencontrée actuellement[14], s'il conduit à réduire la puissance maximale injectée sur le réseau ou la puissance maximale soutirée du réseau. En incitant à un dimensionnement adapté au niveau local des installations de production, il permet potentiellement de réduire les besoins de renforcement du réseau électrique (cas de l'insertion de nouvelles capacités renouvelables dans le réseau existant). Par ailleurs, l'autoconsommation / autoproduction pourrait présenter des opportunités en termes de développement de leviers de flexibilité du système électrique au niveau local, qui pourraient compléter voire réduire les besoins d'investissements dans des moyens de flexibilités plus centralisés (interconnexion, stockage centralisé, services système reposant sur les moyens de production). Cela suppose le développement de mesures, garanties dans la durée, visant à améliorer la capacité d'adaptation et de réponse du système électrique aux évolutions de l'offre et de la demande au niveau local : pilotage et maîtrise de la demande, stockage décentralisé « collectif » (au niveau du réseau de distribution) ou « individuel » (au niveau du consommateur final), écrêtement de la puissance injectée, etc.

L'autoconsommation / autoproduction pourrait également présenter des opportunités pour le développement de mesures de flexibilité portant sur la valorisation des excédents de production couplée avec l'autoconsommation / autoproduction : technologies matures comme le stockage d'énergie thermique dans les usages (notamment ballons d'eau chaude sanitaire) ou émergentes (« power-to-gas », véhicules électriques, couplages des réseaux électriques et de chaleur, etc.) par exemple.

Il est toutefois nécessaire de veiller à ce que le développement de l'autoconsommation / autoproduction sur un site n'incite pas à consommer plus d'énergie.

En termes économiques, l'autoconsommation/autoproduction entraîne des transferts de charge entre les autoconsommateurs et les autres consommateurs qui pourraient devenir significatifs si ce modèle se développait massivement et qui pourraient donc nécessiter de modifier certains dispositifs.

En effet, dans le système actuel le développement de l'autoconsommation / autoproduction conduit à réduire l'assiette de perception de différentes taxes et contributions : la fiscalité générale (TVA), la CSPE ainsi que d'autres taxes, notamment locales. Par ailleurs, s'agissant du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE), l'autoconsommation / autoproduction implique des transferts de charges des autoconsommateurs vers les autres utilisateurs des réseaux, liés à la diminution de la part variable de leur facture, sans pour autant que cela n'induise une diminution du dimensionnement des réseaux. Ceci pose ainsi la question de l'évolution de la structure du TURPE en prévision du possible développement de l'autoconsommation / autoproduction, au regard notamment de l'équilibre entre la part assise sur la puissance et celle assise sur l'énergie. Ces impacts pourront devenir dimensionnants si l'autoconsommation / autoproduction se développe de manière significative.

Au-delà de la question des enjeux économiques, l'essor de la production décentralisée nécessitera de trouver des modalités de financement adaptées, car le modèle de l'autoconsommation / autoproduction est plus complexe à appréhender sur le plan financier que le modèle du tarif d'achat :

- les revenus sont plus difficiles à évaluer, associent plusieurs sources (prime, vente sur le marché) et dépendent en partie des revenus du consommateur (facture évitée) ;
- le modèle suppose un montage entre deux personnes distinctes, producteur et consommateur, qui peut être remis en cause sur la durée du contrat (changement d'activité, faillite, etc.).

---

[14] L'injection et vente de la totalité de la production représentent la majorité des contrats d'achat actuels.

L'ensemble des orientations présentées dans cette partie relative aux infrastructures électriques et à la flexibilité du système électrique sont compatibles avec les recommandations suivantes de la stratégie nationale bas carbone :

« - Atténuer les pointes de consommation électrique saisonnières et journalières, afin de limiter le recours aux moyens de production carbones pour y répondre, et pour cela :

- *Développer l'effacement et le pilotage de la demande (fixation par la PPE d'un objectif de développement des effacements, utilisation des opportunités offertes par le déploiement des compteurs communicants Linky) ;*
- *Soigner les articulations avec les autres politiques publiques dans les choix faits sur l'évolution des différents vecteurs énergétiques, en particulier dans les incitations à des transferts d'usage vers le vecteur électrique, afin de conserver voire d'amplifier la capacité de pilotage de la demande électrique (ex : déploiement des véhicules électriques et pilotage des recharges pour éviter une pointe de consommation électrique carbonée, réduction de la thermosensibilité de la consommation électrique et donc de la part du chauffage électrique dans les logements…) (…)*

- Améliorer la flexibilité du système sans augmenter les émissions :

L'intégration des EnR va nécessiter à terme un besoin accru de flexibilité ; pour y répondre et assurer la sécurité d'approvisionnement, production de pointe, pilotage de la demande, stockage et interconnexions seront à combiner et optimiser ;

- *Développer la capacité de flexibilité de la filière hydraulique, car cette filière EnR permet une importante production de pointe ;*
- *Développer les réseaux intelligents et le stockage en s'assurant d'un déploiement correspondant au besoin : stockage hebdomadaire pour faire face à l'intermittence de l'éolien a l'horizon 2030, stockage journalier pour gérer la production photovoltaïque après 2030 lorsqu'elle atteindra des niveaux significatifs ; développer aussi les transferts entre systèmes énergétiques (power-to-gas, power-to-heat) ;*
- *Développer les interconnexions avec nos pays voisins pour maximiser le foisonnement de production des énergies renouvelables, en cohérence avec la mise en œuvre de la stratégie européenne pour l'Union de l'Energie ».*

2.2 Les infrastructures gazières

Recommandations / objectifs

- ⇨ **Réussir le déploiement généralisé du compteur Gazpar : équiper 15 % des consommateurs de gaz en compteurs communicants d'ici 2018 avec pour objectif d'atteindre 100 % en 2023.**
- ⇨ **Réaliser les projets Val de Saône et Gascogne-Midi avant 2018 afin d'achever la construction du marché gazier français.**
- ⇨ **Etudier l'opportunité avant 2018 de développer de nouvelles interconnexions gazières, notamment avec l'Espagne, au regard d'une analyse coût-bénéfice, d'une répartition transfrontalière des coûts équitable au regard des bénéfices et de l'acceptabilité des projets.**
- ⇨ **Mettre en place le cadre réglementaire propice au développement du GNL porté dans les zones non desservies par le réseau de gaz.**
- ⇨ **Faciliter le raccordement des installations de méthanisation et accroître la flexibilité des réseaux de gaz, notamment si cela est nécessaire et économiquement viable via des solutions de rebours des réseaux de distribution vers les réseaux de transport.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Réunir le comité de suivi du compteur communicant gaz afin de tirer les premiers enseignements de la phase pilote de déploiement de 150 000 compteurs, en vue de la généralisation du déploiement à partir de 2017.**

- ⇨ **Conduire l'instruction de la demande d'autorisation du projet de Gazoduc Gascogne Midi.**
- ⇨ **Contribuer aux travaux du Groupe de Haut Niveau sur les interconnexions énergétiques entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe.**

Document de référence :

- ⇨ ***« Les infrastructures gazières », Panorama énergies-climat, édition 2015***
- ⇨ ***Déclaration relative aux interconnexions énergétiques Espagne – France – Portugal – Commission européenne – BEI du 4 mars 2015***

Les infrastructures gazières françaises sont aujourd'hui composées d'environ **37 500 km de réseau de transport**, **195 000 km de réseau de distribution**, **4 terminaux méthaniers** et **12 sites de stockage de gaz naturel**.

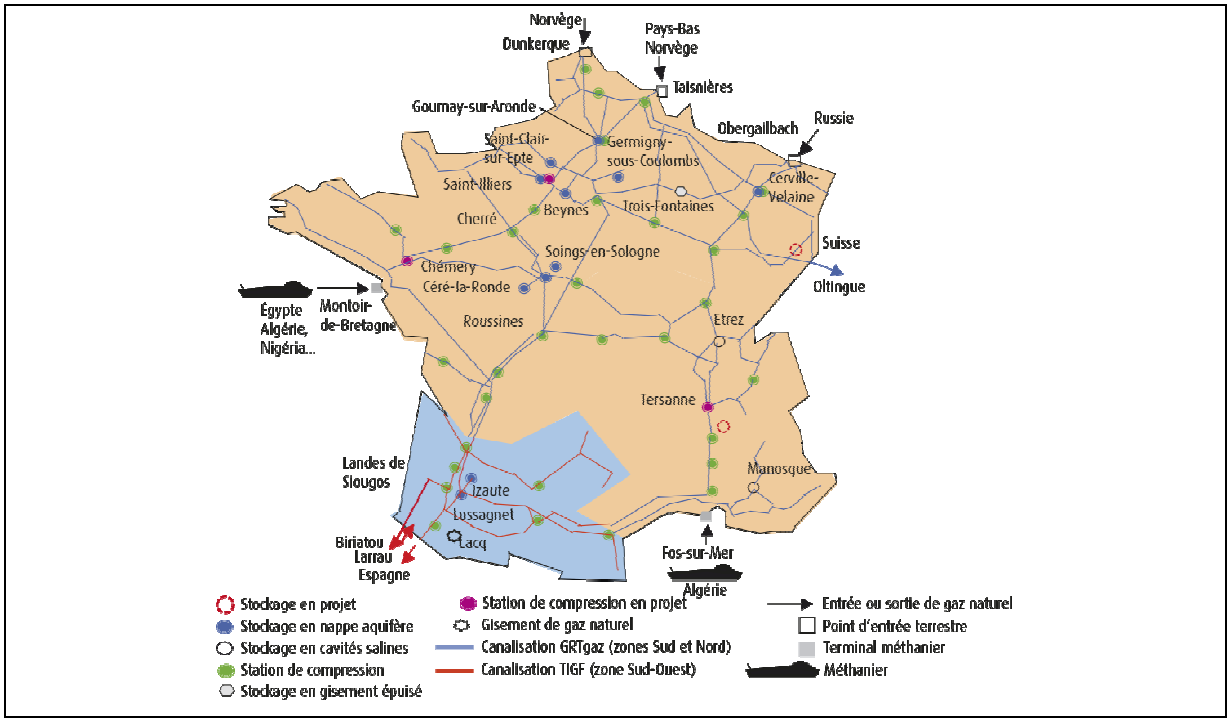


Figure 10 : Les infrastructures gazières (Source : GRTgaz, TIGF, DGEC)

2.2.1 Les réseaux de transport

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières (interconnexions terrestres avec les autres pays européens, gazoduc depuis la mer de Norvège et terminaux méthaniers) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (réseaux de distribution et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz : filiale à 75 % de Engie (ex GDF-Suez) et à 25 % de la Société d'Infrastructures Gazières (consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructures et de la Caisse des Dépôts et Consignations), elle exploite 8 110 km de réseau principal et 24 043 km de réseau régional.
- TIGF : détenu par l'opérateur italien Snam (40,5%), le fonds de l'État de Singapour GIC (31,5%), EDF (18%) et Predica (10%), il exploite 650 km de réseau principal et 4 450 km de

réseau régional.

Les réseaux de transport de gaz sont régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le dernier tarif d'utilisation des réseaux « ATRT5 » est entré en vigueur le 1er avril 2013. Il a été conçu pour s'appliquer sur une durée de 4 ans, en étant réactualisé au 1er avril de chaque année.

En 2014, les investissements dans les réseaux de transport se sont établis à 663 M€ pour GRTgaz et à 110 M€ pour TIGF (ils s'élevaient respectivement à 777 M€ et à 125 M€ en 2013). Environ 50 % de ces montants pour GRTgaz, et 40 % pour TIGF, correspondent aux investissements de sécurité et de maintenance des ouvrages. Le reste est consacré au développement des capacités du réseau de transport (études et travaux).

GRTgaz et TIGF ont développé plusieurs projets de développement dans leurs plans décennaux, soumis à l'examen de la CRE. Les principaux développements des réseaux de transport français poursuivent deux finalités :

a) La création d'une place de marché française unique à horizon 2018. Cette création nécessite des investissements, pour supprimer les congestions sur les réseaux de transport de gaz et fluidifier les échanges entre le Sud et le Nord de la France. Dans ce cadre, les gestionnaires des réseaux de transport ont développé plusieurs projets parmi lesquels :

- La création de l'Arc de Dierrey par GRTgaz (DN 1200, 308 km), qui a le statut de PIC[15] et qui représente un investissement de 1 185 M€, entre Cuvilly et Voisines (Yonne). Ce dernier permettra d'ici fin 2016 de transporter vers l'est et le sud du gaz venu de Norvège, des Pays-Bas, de Grande-Bretagne et des terminaux méthaniers situés sur l'Atlantique et la mer du Nord.
- Le projet Val-de-Saône de GRTgaz (DN 1200, 190 km) : ce projet, qui a le statut de PIC et qui représente un investissement de 744 M€, consiste en un doublement de l'Artère de Bourgogne entre Etrez (Ain) et Voisines (Haute-Marne), pour une mise en service à l'horizon 2019.
- Le projet Gascogne-Midi de TIGF (DN 900, 60 km) : ce projet, qui a le statut de PIC, consiste en un redoublement partiel de l'artère de Gascogne entre Lussagnet (dans les Landes) et Barran (dans le Gers), pour une mise en service novembre 2018. TIGF va également renforcer la station de compression de Barbaira (Aude), pour un budget évalué à 152 M€.

b) La construction du marché intérieur du gaz par le développement des interconnexions avec les pays européens transfrontaliers.

Quatre corridors prioritaires stratégiques pour l'Europe ont été identifiés par le Parlement européen. Le corridor Nord-Sud de l'Europe de l'Ouest, qui concerne directement la France, suppose le développement de plusieurs interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne et le Luxembourg (Nord-Ouest), avec l'Espagne (Sud) et avec l'Allemagne et l'Italie via la Suisse (Sud-Nord).

Dans ce cadre, plusieurs projets sont en cours d'études:

- L'augmentation des capacités d'entrées à Oltingue par GRTgaz.
- L'accroissement des capacités de sortie vers le Luxembourg par GRTgaz.
- La création de capacités de sorties vers l'Allemagne à Obergailbach par GRTgaz.

Les *open seasons* de 2009 et 2010 ont conduit au renforcement des capacités d'interconnexions franco-espagnoles de Larrau et Biriatou, permettant d'atteindre un doublement des capacités. Cette augmentation a nécessité le renforcement de l'Artère de l'Adour sur le réseau TIGF.

Une troisième interconnexion à l'est des Pyrénées, couramment appelée "MIDCAT" et dont les contours restent à préciser, est encore en cours d'étude par TIGF, GRTgaz et Enagas du côté espagnol, ainsi que les renforcements nécessaires du réseau français qu'elle induirait. Une étude coûts-bénéfices a été engagée sous l'égide de la Commission européenne. Ses résultats permettront

[15] Le Parlement européen a adopté en mars 2013 un règlement concernant les orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, qui crée notamment le statut de projets d'intérêt commun (PIC) : ceux-ci bénéficient d'une procédure accélérée et de la possibilité d'obtenir un soutien financier européen.

d'identifier dans quelles conditions MIDCAT pourrait être développé et par qui il devrait être financé. Dans ce cadre, le projet ERIDAN, nécessaire au renforcement du corridor gazier Nord - Sud à l'ouest de l'Europe, a été déclaré d'utilité publique en octobre 2014 et GRTgaz a été autorisé à construire et exploiter cette canalisation de transport par arrêté ministériel du 5 janvier 2015.

2.2.2 Les réseaux de distribution

La desserte en gaz naturel des consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution.

Les réseaux de distribution de gaz naturel sont la propriété des collectivités locales. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités, par GrDF (filiale d'Engie - ex GDF-Suez) à 100 % qui assure la distribution pour environ 96 % du marché), 22 entreprises locales de distribution (ELD – situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est), ainsi qu'Antargaz, Veolia Eau et Védig (Dalkia).

Ils desservent plus de 9 500 communes françaises et 11 millions de clients (dont la quasi-totalité des communes de plus de 10 000 habitants). Cela ne représente qu'un peu plus du quart des 36 000 communes françaises, mais permet à 77 % de la population française d'avoir accès au gaz naturel.

Les 27 000 communes non desservies en gaz ont aujourd'hui plusieurs possibilités pour accéder à ce type d'énergie :

- L'extension du réseau de gaz naturel existant avec le développement d'un réseau de distribution par l'opérateur de leur choix, après une sélection par voie d'appel à candidatures, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie.
- Le développement de réseaux propane.
- Le développement de réseaux isolés de gaz naturel, desservis par du GNL livré par camions (GNL porté), sous réserve de la mise en place d'un cadre règlementaire adapté.

La gestion optimale des réseaux de distribution permettra leur pérennisation par :

- La bonne connaissance des réseaux, de leur capacité et de leur fonctionnement, par le développement d'applications de télésurveillance, de télé-exploitation et par le déploiement des compteurs communicants.
- L'intégration de gaz renouvelable en quantité croissante, en levant les freins aux limites de capacité des réseaux.

Le développement des projets d'injection du biométhane (voir 5.2.3) pourrait nécessiter d'accroitre la flexibilité des réseaux de distribution. En effet, la quantité de biométhane qui peut être injectée dans un réseau de distribution est limitée par les consommations de gaz sur ce réseau, ce qui conduit à écarter près de la moitié des projets. Une solution en cours d'étude par les gestionnaires de réseau de gaz consisterait à développer « le rebours » afin de faire passer du biométhane des réseaux de distribution aux réseaux de transport. L'intégration de biométhane produit localement dans l'approvisionnement de réseaux isolés desservis par GNL porté constitue également une piste à approfondir.

Le projet de compteurs communicants Gazpar :

Jusqu'à présent (à l'exception des clients industriels désormais équipés de systèmes de télé-relève), la relève des index des compteurs à gaz était effectuée par des releveurs à pied.

Le projet de compteurs communicants Gazpar, piloté par GrDF, permettra au client de disposer d'une facturation basée sur sa consommation réelle, grâce à une technique de transmission à distance des index. Les procédures de changement de fournisseur s'en trouveront simplifiées, et le client, qui se verra mettre à disposition des informations relatives à sa consommation, pourra mettre en œuvre des actions de maîtrise de l'énergie (MDE).

Les Ministres de l'économie et de l'énergie ont approuvé en septembre 2014 le déploiement généralisé de ces compteurs, conformément au code de l'énergie. En 2016, un déploiement pilote portant

sur 150 000 compteurs a été lancé pour tester le fonctionnement du dispositif à grande échelle. Les 11 millions de compteurs du parc français pourront être renouvelés entre 2017 et 2022.

Les investissements générés par le projet sont évalués à un milliard d'euros environ, correspondant pour moitié au coût des matériels, pour un tiers au coût de la pose et pour le reste aux coûts de développement des systèmes d'information. La majorité des investissements auront lieu entre 2017 et 2022, en lien avec le déploiement généralisé.

2.2.3 Les terminaux méthaniers

Quatre terminaux méthaniers sont actuellement en service en France :

- **Fos Tonkin** (3 Gm^3/an) et **Montoir-de-Bretagne** (10 Gm^3/an), propriétés d'Elengy, filiale à 100 % de GDF-Suez.
- **Fos Cavaou** (8,2 Gm^3/an), détenu par Fosmax LNG, filiale d'Elengy à plus de 70 % et de Total, et exploité par la société Elengy.
- **Dunkerque** (13 Gm3/an), détenu par EDF (65 %), Fluxys, gestionnaire du réseau de transport belge, (25 %) et Total (10 %).

Le GNL arrivant en France provient essentiellement de l'Algérie (80 %) et du Qatar (15 %) ; plus marginalement du Nigeria et d'achat sur les marchés spot (moins de 5 %).

Depuis 2011, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens a fortement baissé en raison des prix du gaz naturel, significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, ce qui conduit à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe. Ainsi, le volume de GNL livré en France a baissé de près de 20 % par an de 2011 à 2014.

Dans ce contexte, l'utilisation des services de rechargement, offerts depuis 2011 par les gestionnaires de terminaux méthaniers français, s'est accrue, avec une dizaine de rechargements de cargaisons de GNL en 2014. Les gestionnaires de terminaux méthaniers mettent également en place de nouveaux services, afin de développer l'utilisation du GNL comme carburant maritime et terrestre (cf. § 5.2.1).

Il n'y a aucun nouveau projet de terminal méthanier en France, le projet Fos Faster, porté par les sociétés Vopak (à 90 %) et Shell (à 10 %) ayant été abandonné fin 2014. En revanche, plusieurs projets de développement des capacités de regazéification additionnelles sur les terminaux existants sont à l'étude et des procédures d'appel au marché pourraient être lancées ultérieurement :

- **Fos Tonkin :** prolongement possible du terminal après 2020 (3 Gm3/an).
- **Montoir-de-Bretagne :** augmentation possible des capacités de regazéification de 2,5 à 6,5 Gm3/an à l'horizon 2021.
- **Fos Cavaou :** augmentation possible des capacités de regazéification de 2,75 à 8,25 Gm3/an à l'horizon 2020.

L'extension des capacités des terminaux de Fos nécessiterait également de renforcer le cœur de réseau transport, via le projet Eridan (voir ci-dessus).

2.2.4 Le stockage de gaz

Les enjeux des installations de stockage souterrain de gaz naturel sont présentés au paragraphe 1.2.2.

2.3 Les infrastructures pétrolières

Recommandations

- ⇨ **Préserver le maillage territorial des dépôts pétroliers**
- ⇨ **Observer l'évolution du maillage territorial en stations-service**
- ⇨ **Maintenir un nombre limité de carburants en distribution.**

Document de référence :

- ⇨ ***Panorama des énergies et du climat, DGEC, édition 2015***

La logistique pétrolière, dont l'objectif est d'amener au consommateur final les produits en qualité et en quantité, s'appuie sur un ensemble d'installations composé :

- des huit raffineries françaises (métropolitaines) et de leurs dépôts annexes ;
- des dépôts d'importations ;
- des dépôts intermédiaires (ou de maillage) ;
- des dépôts de distribution et des stations-service
- de moyens de transport massif, notamment des réseaux de pipelines, seules infrastructures dédiées au transport massif d'hydrocarbures liquides.

Cet ensemble est actuellement bien dimensionné pour assurer l'approvisionnement des particuliers et des entreprises et, en s'appuyant en partie sur les stocks stratégiques, pour surmonter une crise d'approvisionnement pétrolier.

2.3.1 Les infrastructures de stockage et de distribution

La France dispose d'une capacité de stockage globale de produits pétroliers de l'ordre de 45,7 millions de m^3, dédiés à plus de 60 % au stockage de produits finis (environ 29 millions de m^3), parmi lesquels le gazole représente 53 %, le supercarburant 15 %, et le carburéacteur 8 %.

Au cours des 20 dernières années, la capacité globale de stockage a diminué dans des proportions analogues à la celles de la consommation totale de produits pétroliers, soit environ 12 %, alors que le nombre de dépôts pétroliers était divisé par deux sur la même période. Cette diminution a eu pour effet de distendre le maillage territorial au profit de dépôts de plus grande capacité.

La loi de transition énergétique pour une croissance verte a pour objectif une diminution, à l'horizon 2030, de la consommation d'énergie fossile et notamment de produits pétroliers. Concomitamment, elle vise à porter la part des énergies renouvelables à 15% de la consommation de carburants.

Ces évolutions auront pour effet de diminuer le besoin en capacité de stockage, notamment en raison de la diminution des stocks stratégiques dont le niveau est proportionnel aux volumes de produits distribués dans les quatre catégories réglementaires (qui représentent plus de 80% des produits pétroliers consommés en France).

Les infrastructures de distribution ont également subi des évolutions significatives au cours des dernières années. Secteur fortement concurrentiel, le nombre de stations-service est en constante diminution depuis les années 80 : il est ainsi passé de 40 000 à moins de 11 000 en 35 ans. Si le maillage est actuellement satisfaisant, il est nécessaire de rester vigilant pour assurer une desserte suffisante de l'ensemble du territoire.

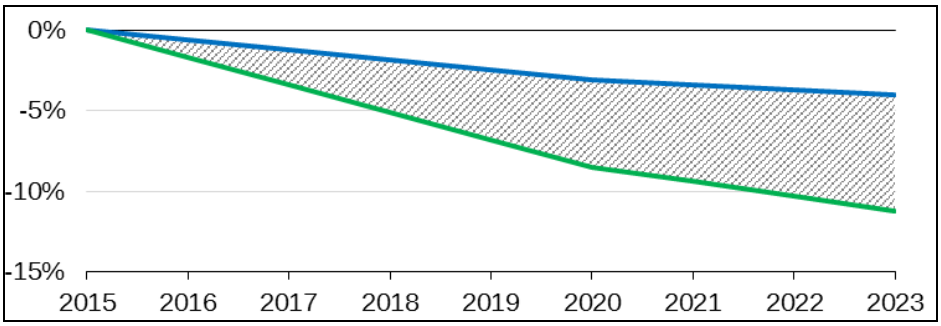


Figure 11 : Evolution du besoin de capacité de stockage en pétrole brut et produits pétroliers (scénario de référence en vert, variante en bleu)

La diminution de la consommation de produits pétroliers impliquera une baisse du besoin de capacité de stockage en métropole. Cette diminution, principalement due à la réduction induite du volume des stocks stratégiques compte tenu de leur part dans les stocks, pourra constituer un facteur de fragilité accrue pour certains dépôts dont le modèle économique dépend très fortement de ces stocks.

Bien que la répartition géographique des dépôts soit fortement influencée par la localisation des principales infrastructures pétrolières d'importation et de transport massif, la répartition actuelle est globalement en adéquation avec les zones de consommation, ce qui permet d'assurer une distribution adéquate des produits pétroliers dans le cadre d'un fonctionnement normal. Cependant, au regard du mouvement de concentration des dépôts intervenu au cours de ces vingt dernières années, de nouvelles fermetures pourraient s'avérer lourdes de conséquences. En effet, en fonction de la réorganisation des flux logistiques liée à cette fermeture, la suppression d'un dépôt pourrait s'accompagner :

- d'un allongement des trajets de transports routiers avec des conséquences sur le prix des carburants ainsi que sur la sécurité et l'environnement ;
- d'un affaiblissement de l'aptitude du système logistique pétrolier à absorber localement les effets d'une crise d'approvisionnement en hydrocarbures, impliquant de ce fait un accroissement du risque de rupture d'approvisionnement.

Le défaut de visibilité économique pourrait également entraîner, pour certains dépôts économiquement fragiles, une baisse des investissements au détriment de la sécurité des biens et des personnes.

Les pouvoirs publics seront par conséquent attentifs à l'évolution des infrastructures de stockage afin que la sécurité d'approvisionnement en produits pétroliers n'en soit pas affectée et qu'elle n'engendre pas des conséquences qui seraient contraires aux attendus de la loi.

Les transformations du système de distribution de produits pétroliers induites par la baisse de la consommation nationale font donc peser un risque de tensions logistiques qu'il conviendra de surveiller. La logistique pétrolière peut également être complexifiée par le nombre de produits devant être distribués. Afin de ne pas augmenter le risque de tensions logistiques, il est nécessaire d'éviter toute multiplication des produits dans les flux de distribution. Afin de disposer de marges de manœuvre dans l'hypothèse où des tensions logistiques apparaitraient néanmoins, les possibilités d'assouplissement des changements de spécifications été/hiver seront étudiées.

2.3.2 Les réseaux de pipelines

Les réseaux de pipelines constituent un élément essentiel de la logistique pétrolière et de la sécurité des approvisionnements ; ils sont le moyen de transport majoritairement utilisé pour sortir les produits des raffineries et des dépôts d'importation car ils permettent un transport massif et sûr. Les installations principales sont les suivantes :

Transport de pétrole brut :

- **Le pipeline sud-européen (PSE) - 760 km** : Il approvisionne les raffineries de Feyzin et de Cressier (Suisse) au départ du grand port maritime de Marseille.
- **Le pipeline d'Ile-de-France (PLIF) - 260 km** : Il approvisionne la raffinerie de Grandpuits (sud-est de Paris) à partir du port du Havre et peut être utilisé comme moyen de secours pour l'approvisionnement de la raffinerie de Normandie.
- **Le pipeline Antifer-Le Havre - 26,5 km** : Il transporte du pétrole brut du port d'Antifer au dépôt de la CIM (Compagnie Industrielle Maritime), situé au Havre ; le produit est ensuite acheminé jusqu'aux raffineries de la Basse-Seine.

Transport de produits finis :

- **Le pipeline Le Havre-Paris (LHP) - 1380 km** : il alimente la région Ile-de-France et les aéroports parisiens. Il dessert également les zones de Caen et d'Orléans-Tours.
- **Le pipeline Méditerranée Rhône (PMR) - 765 km** : il alimente la région lyonnaise, la Côte-d'Azur et la Suisse (Genève) à partir de Fos-sur-Mer.
- **L'oléoduc de défense commune (ODC) - 2 260 km en France** : il représente la partie française du « Central Europe Pipeline System » (CEPS) de l'Organisation du traité de l'Atlantique Nord (OTAN).
- **Le pipeline Donges-Melun-Metz (DMM) - 627 km** : il traverse la France d'Ouest en Est, du port de Saint-Nazaire à Saint-Baussant. Il alimente la région du Mans et l'Est de la France. Il est interconnecté avec le LHP et l'ODC.

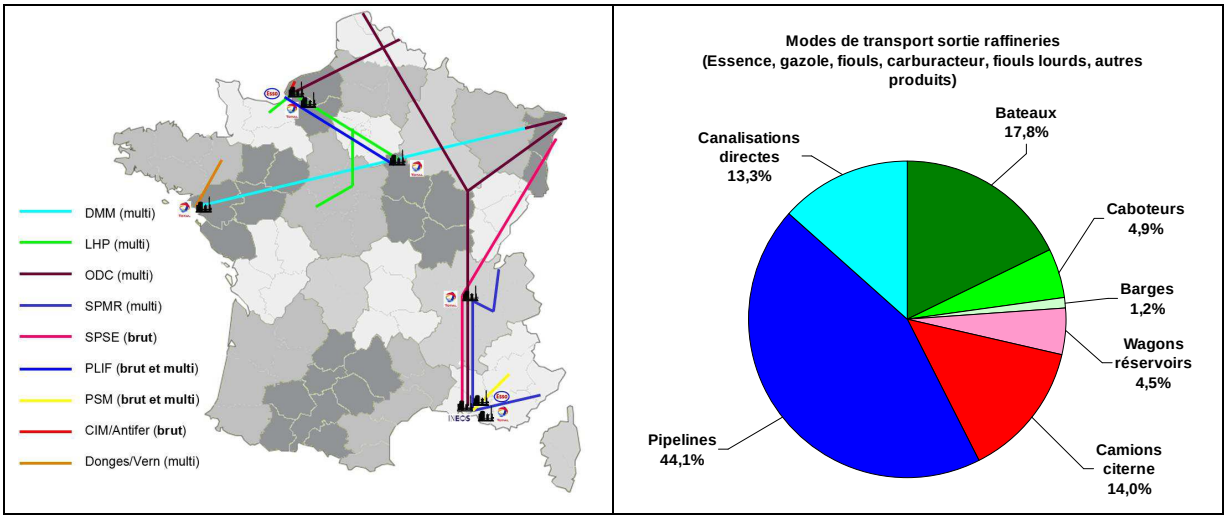


Figure 12 : Réseaux de pipeline et modes de transport en sortie des raffineries

Le fonctionnement des pipelines est intimement lié à la présence de dépôts permettant l'expédition et la réception des produits. Toute modification de ces points d'emport et de livraison compromet la performance et l'optimisation du système avec un impact certain sur la sécurité d'approvisionnement en cas de crise.

2.4 Les réseaux de chaleur et de froid

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Viser une quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de 1,35 Mtep en 2018, et 1,9 à 2,3 Mtep en 2023.**

Orientations

- ⇨ **Favoriser la densification massive des réseaux et la création de nouveaux réseaux de chaleur et de froid.**
- ⇨ **Mettre en place une gouvernance des réseaux afin d'y développer une approche intégrée des territoires (SRCAE et SRADDET), schémas multi-énergies, schémas directeurs).**
- ⇨ **Encourager le développement de la part EnR&R des réseaux.**
- ⇨ **Favoriser la création d'un référentiel partagé pour la conception optimale des réseaux de chaleur et de froid.**
- ⇨ **Encourager dans le cadre des politiques locales (ex : PCAET…) la réalisation d'une étude de faisabilité / opportunité pour la réalisation d'un réseau de chaleur.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Adapter le Fonds chaleur à la problématique des réseaux et l'élargir à la valorisation de la chaleur fatale industrielle.**
- ⇨ **Achever en 2016 la cartographie nationale relative à l'offre et aux besoins de chaleur permettant d'identifier à l'échelle locale les réseaux existants et prévus.**
- ⇨ **Soutenir dans les projets de loi de finances un taux de TVA réduit pour les réseaux de chaleur alimentés au moins à hauteur de 50 % par des énergies renouvelables ou de récupération.**
- ⇨ **Accompagner les collectivités locales dans l'élaboration des schémas de développement des réseaux imposés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.**

Document de référence :

- ⇨ ***Enquête nationale annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid – Rapport 2014 – SNCU pour le compte du SOES***
- ⇨ ***Carte des réseaux de chaleur et de froid en France – Edition 2014 - CEREMA***
- ⇨ ***Le guide de réalisation du schéma directeur d'un réseau de chaleur ou de froid – AMORCE – ADEME 2015***
- ⇨ ***L'étude « comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur – AMORCE-ADEME 2015***

2.4.1 Etat des lieux des réseaux de chaleur et de froid

Les réseaux de chaleur ont un rôle essentiel à jouer dans le cadre des objectifs de développement des énergies renouvelables et de valorisation des énergies de récupération car ils permettent de mobiliser massivement des énergies comme la biomasse, la géothermie (pour laquelle les investissements de forage sont très élevés et ne peuvent être amortis que sur un grand nombre d'usagers), la chaleur de récupération d'unités de valorisation des ordures ménagères (qui du fait de l'éloignement des lieux d'habitation et de la quantité de chaleur produite nécessite d'être utilisée par plusieurs clients) ou encore la valorisation de la chaleur fatale industrielle.

Les principaux chiffres, issus de l'enquête sur les ré-

Principaux chiffres :

518 réseaux (dont 17 réseaux de froid)

16,5 GW installés, 3883 km de longueur totale, 25 800 GWh livrés

40% d'EnR&R

Contenu CO2 moyen : 0,162 kg/kWh

Prix moyen de vente : 70,2 € HT/MWh

Clientèle : résidentiel et tertiaire (95%) ; industrie (5%)

seaux de chaleur et de froid[16] portant sur les données 2013, font état de : 501 réseaux de chaleur et 17 réseaux de froid s'étendant sur plus de 3883 km. Ce recensement inclut depuis 2012 les réseaux d'une puissance inférieure à 3,5MW.

Les énergies fossiles (majoritairement le gaz) sont aujourd'hui largement dominantes dans l'approvisionnement des réseaux français. Ainsi en 2013, le charbon représentait 8% du total d'approvisionnement ce qui est équivalent à 264 000 tep. Néanmoins, on observe que le taux d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) dans les réseaux de chaleur est en progression rapide et atteint 40 % en 2013. Depuis 2007, si la quantité d'énergie livrée a augmenté de 12%, les livraisons de chaleur issues d'EnR&R ont augmenté de 65%. 45% des réseaux sont alimentés à 50% au moins par des EnR&R.

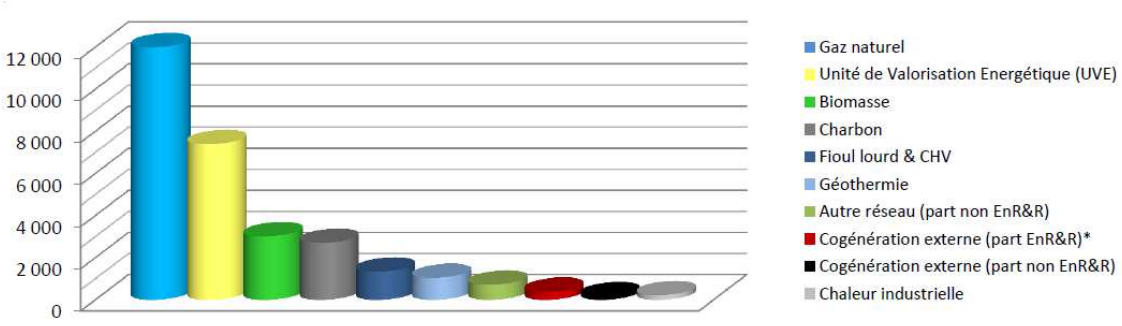


Figure 13 : Les dix principales énergies sur les réseaux de chaleur (en GWh d'énergie produite) (Source : SNCU)

Les réseaux de chaleur présentent de nombreux atouts en termes de performance énergétique (mutualisation de la production de chaleur, recours aux énergies de récupération) de flexibilité (possibilité de diversification du bouquet énergétique), de performance environnementale (réduction des émissions de gaz à effet de serre, lutte contre la pollution atmosphérique grâce à un meilleur pilotage des équipements collectifs). Ils offrent une stabilité des prix de vente de la chaleur livrée, le lissage par rapport au prix des énergies fossiles étant d'autant plus important que le bouquet énergétique EnR&R est élevé.

Le réseau de froid urbain permet de mutualiser les besoins de fourniture en froid avec des équipements de production plus efficaces au plan énergétique que les équipements décentralisés. Il permet également une adaptation continue aux besoins réels et la possibilité de diversifier le bouquet énergétique.

On compte 17 réseaux de froid en France produisant environ 900 GWh. En Europe, seule la Suède fait mieux en termes de livraisons. Les réseaux de froid desservent 80 000 équivalents-logements à travers 130 km de canalisations, dans certains quartiers de Paris, La Défense, Bordeaux, Grenoble, Lyon, Montpellier... Les principaux utilisateurs sont les immeubles de bureaux et les établissements recevant du public, tels que les centres commerciaux, les musées, les hôtels. A titre d'exemple, à Paris le réseau Climespace est le plus grand d'Europe, la Seine fournit environ la moitié des besoins en froid du réseau qui dessert notamment le Louvre, l'Assemblée nationale ou la Banque de France.

Les énergies renouvelables et de récupération ne représentent actuellement que 3% du bouquet énergétique des réseaux de froid. On produit du froid notamment à partir de chaleur issue d'unités de valorisation énergétique, inutilisée en été, à l'aide d'une machine à absorption. Les réseaux de froid géothermiques sont pour l'instant peu développés (projets recensés situés Porte d'Aubervilliers et à Marseille).

[16] Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid – Rapport 2014 – SNCU/FEDENE

2.4.2 Principaux enjeux

L'enjeu majeur pour le développement des réseaux de chaleur et de froid est la densification, l'extension et l'augmentation de la part d'EnR&R des réseaux existants tout en encourageant en parallèle la création de nouveaux réseaux. L'enjeu se situe de façon prioritaire dans l'urbain existant, avec un examen au cas par cas dans les quartiers nouveaux (besoins énergétiques moindres en particulier dans les éco-quartiers).

a) Urbanisme et connaissance des réseaux

En termes d'urbanisme, les enjeux identifiés portent, sur la nécessité de renforcer les outils[17] pour favoriser la densification et le développement dans l'urbain et le bâti existant (les outils d'urbanisme comme le PLU - Plan Local d'Urbanisme - et les réglementations thermiques concernent le neuf ou les extensions significatives, mais pas le bâtiment ou le quartier sur lequel aucune intervention urbaine n'est prévue). Un autre enjeu concerne la connaissance des réseaux de chaleur par les maîtres d'œuvre, les aménageurs et les urbanistes. L'appropriation de la connaissance des réseaux par les différents acteurs (la collectivité, le maître d'œuvre, le promoteur, le propriétaire et l'usager) est un paramètre déterminant. Pour faciliter l'accès aux données, la mise en œuvre d'une cartographie nationale qui est en cours de l'offre et des besoins de chaleur permettra d'identifier à l'échelle locale les réseaux existants et prévus ainsi que les besoins de chaleur, en complétant ainsi l'apport de l'observatoire des réseaux de chaleur. L'élaboration d'un référentiel commun entre les collectivités, les délégataires, les promoteurs et la maîtrise d'œuvre pour la conception optimale des réseaux de chaleur (régime de température, débit variable selon les ZAC, colonnes montantes…) est également un enjeu.

b) Implication des collectivités locales

Les réseaux sont un moyen pour une collectivité de se saisir de l'ensemble des enjeux liés à l'énergie, au service direct des administrés. L'implication des collectivités locales est clairement un facteur clé de succès pour le développement de réseaux de chaleur et de froid performants, et celle-ci est souvent initiée à travers les politiques et plans territoriaux. La loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPTAM) du 27 janvier 2014 prévoit le transfert de la compétence des réseaux de chaleur aux métropoles[18] et aux communautés urbaines. La possibilité de mutualisation des compétences pour la coordination des différents réseaux permettra également de poursuivre cette dynamique organisationnelle. La réalisation d'études de faisabilité / opportunité pour la création d'un réseau semble également particulièrement pertinente pour les communes de plus de 20 000 habitants.

c) Compétitivité et prix de la chaleur

La compétitivité et la maîtrise des coûts et du prix de la chaleur pour les clients sont également un facteur déterminant pour l'acceptation et le développement des réseaux. Une récente enquête de l'association AMORCE sur les prix des réseaux de chaleur montre que pour la plupart des réseaux, le prix varie entre 53 et 100 €TTC/MWh (76,9 €TTC/MWh en moyenne) et que les réseaux alimentés par des énergies renouvelables et de récupération sont plus compétitifs en exploitation que les réseaux de gaz ou de fioul. Le coût de la chaleur est inférieur également à celui du chauffage individuel.

d) Information et implication des usagers

Afin de favoriser l'acceptation locale et le bon dimensionnement de l'installation, l'association et l'information des abonnés, usagers et citoyens à la vie du réseau sont essentielles. La concertation en amont des projets et l'attractivité du prix de la chaleur telle que développée ci-dessus sont également nécessaires. Le comité national des acteurs des réseaux de chaleur, animé par AMORCE et soutenu par l'ADEME a permis de créer un lien fort entre usagers, abonnés, gestionnaires et collectivités. 9 propositions ont été formulées par ce comité afin d'améliorer les relations au niveau local[19]. Il est possible d'aller encore plus loin, à l'instar de ce qui est pratiqué dans plusieurs pays européens

[17] Les outils existants sont détaillés dans le plan national d'action efficacité énergétique

[18] À l'exclusion de la métropole du Grand Paris sur le territoire de laquelle la compétence "gestion des réseaux" reste du ressort des communes.

[19] http://www.amorce.asso.fr/fr/espace-adherents/publications/rdc/parties-prenantes/9-propositions-du-comite-national-des-acteurs-des-reseaux-de-chaleur/

où une coopérative citoyenne peut être à l'origine d'un réseau de chaleur. Les dispositions relatives au développement de l'investissement participatif des énergies renouvelables y contribueront. Les réseaux de chaleur constituent l'un des vecteurs autour duquel les démarches de Territoires à énergie positive pour une croissance verte (TEPCV) peuvent se construire.

e) Développement des EnR&R

Le graphe ci-dessous illustre l'évolution des différentes filières EnR&R dans les réseaux depuis 2005 :

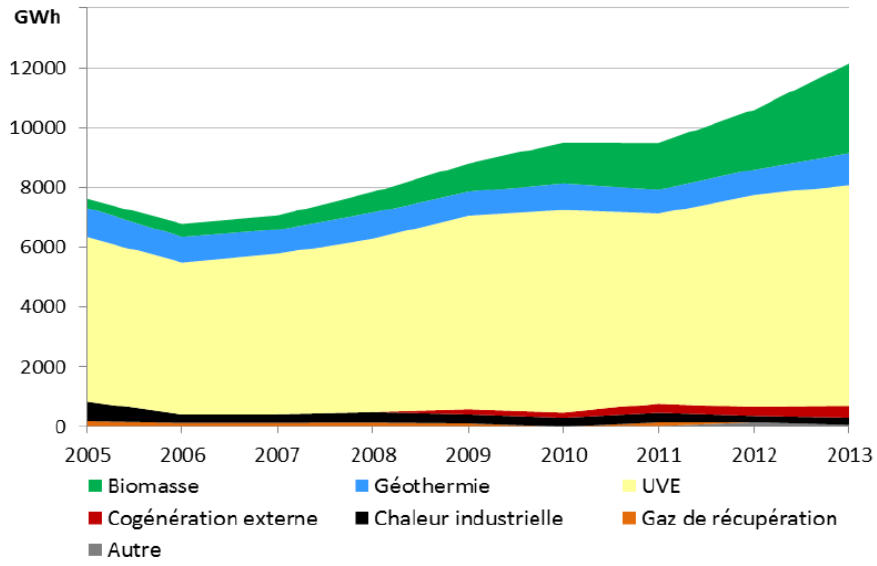


Figure 14 : Evolution des EnR&R dans les réseaux de chaleur

Afin de développer les EnR&R dans les réseaux, la mobilisation des principaux gisements actuels (biomasse, géothermie et unités de valorisation thermique) et des gisements émergents (chaleur de récupération, biogaz, solaire) doit être recherchée.

Par ailleurs, en articulation avec la politique de gestion des déchets, et dans le respect de la hiérarchie des modes de gestion des déchets, qui privilégient la prévention de la production de déchets puis le recyclage – valorisation matière, et seulement ensuite la valorisation énergétique, le recours aux combustibles solides de récupération pourrait contribuer à l'atteinte des objectifs de chaleur issue d'EnR&R livrée par les réseaux de chaleur, tout en présentant un intérêt au regard d'autres politiques publiques (économie circulaire et réduction des quantités de déchets mis en décharge). A ce titre, des modes de soutien au développement de réseaux de chaleur alimentés à partir de CSR, dans le respect des règles européennes applicables en la matière, pourraient être expérimentés sur l'horizon de la PPE.

f) Enjeux technologiques

L'enjeu technologique concerne la mobilisation de nouveaux gisements EnR&R telle qu'évoqué ci-dessus et l'intégration des réseaux de chaleur dans le modèle de ville intelligente (smart-grids énergétique, approche multi-vecteurs gaz/électricité/chaleur…) Les « Smart Grids Thermiques », ou les réseaux de chaleur dits intelligents permettent d'intégrer davantage d'énergies renouvelables, de mieux ajuster la production à la demande, d'anticiper davantage les périodes de chauffage et de réduire les pertes d'énergie.

g) Les réseaux de froid

En termes d'enjeux industriels et d'efficacité énergétique, l'optimisation de la récupération de chaleur sur des réseaux de froid et en général sur les systèmes combinés de production chaud/froid (thermo-frigopompes) est à développer ainsi que la mutualisation des réseaux de chaleur et de froid.

Pour permettre de valoriser le développement de la filière des réseaux de froid auprès de nos partenaires internationaux, il est nécessaire de préciser au préalable la notion de froid renouvelable efficace. La Commission européenne a récemment publié une stratégie européenne sur le chauffage et le refroidissement, et prévoit de réviser la directive sur les énergies renouvelables en 2016. Il s'agit d'une opportunité à saisir pour initier des échanges sur une nomenclature et des principes de comptabilisation du froid renouvelable et de récupération.

h) Emploi

Les réseaux jouent un rôle également en termes d'emploi. Une récente analyse menée par l'ADEME montre qu'avec un marché de 840 M€ en 2013, 5400 équivalents temps plein sont nécessaires à la réalisation et à l'exploitation des réseaux de chaleur (depuis la production jusqu'à la distribution).

2.4.3 Objectifs

L'un des objectifs du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte concerne spécifiquement les réseaux de chaleur et de froid, il s'agit de « multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030 » par rapport à l'année de référence 2012.

La quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur en 2012 était de 0,68 Mtep. Ainsi, l'objectif de multiplication par cinq conduit à une valeur de 3,4 Mtep de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux à l'horizon 2030. On peut considérer que le chemin à parcourir jusqu'en 2030 correspond à un **objectif de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrés par les réseaux de 1,35 Mtep en 2018 et entre 1,9 et 2,3 Mtep en 2023**.

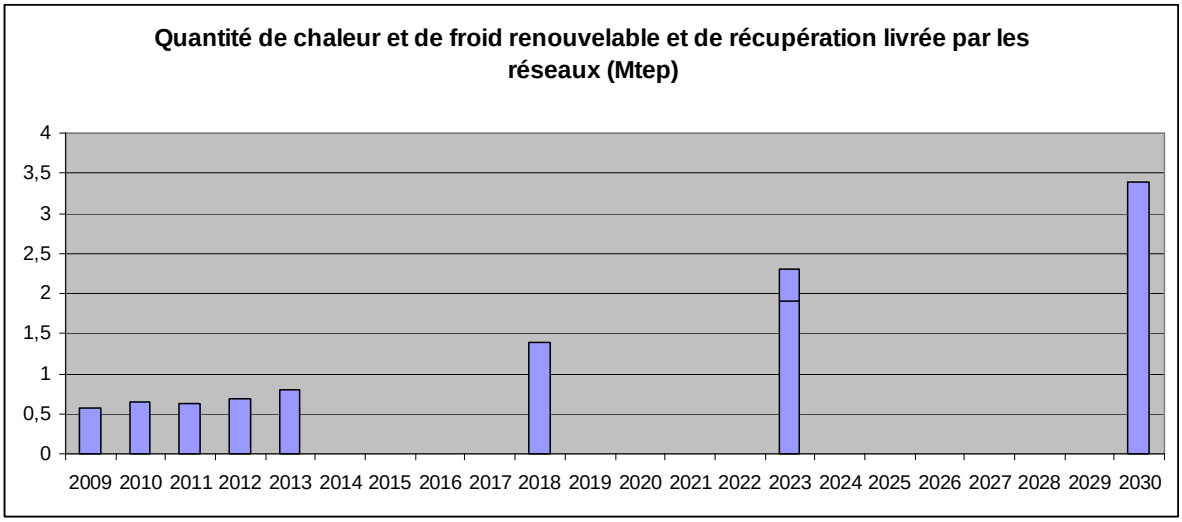


Figure 15 : Quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération

Le rythme actuel est de l'ordre de 55 ktep EnR&R supplémentaires par an entre 2010 et 2013 d'après l'enquête annuelle de branche. L'atteinte des objectifs 2018 et 2023 implique un rythme annuel de 110 ktep jusque 2018 puis entre 110 ktep et 190 ktep jusqu'en 2023 soit une multiplication entre 2,2 et 3,8 du rythme de développement actuel des EnR&R sur les réseaux de chaleur et de froid d'ici 2023.

L'objectif peut être atteint par une combinaison de l'augmentation du taux d'EnR&R dans les réseaux, qui est déjà passé de 27% à 40% entre 2007 et 2013, d'une augmentation de la quantité de chaleur livrée par les réseaux et d'une hausse du nombre d'équivalents-logements[20] raccordés.

[20] La notion d'équivalent logement permet de donner une réalité "concrète" à la quantité d'énergie délivrée. Les réseaux n'alimentent pas exclusivement des logements, ils desservent également des surfaces tertiaires et

Le taux d'EnR&R moyen actuel des réseaux étant de l'ordre de 40%, un **objectif cible de 50% d'EnR&R**[21] dans les réseaux d'ici 2018 puis **entre 55 et 60% à compter de 2023** paraît réaliste et suffisamment ambitieux. Il faut souligner qu'il existe un écart type important du taux d'EnR&R selon les types de réseaux, leur taille, leur caractère nouveau ou ancien ou leur zone d'implantation. Ce taux cible est donc un taux moyen.

Enfin, la fixation de ce taux doit également s'accompagner d'un objectif en quantité totale de chaleur et de froid livrée par les réseaux. Ainsi, en 2014 environ 2,3 millions d'équivalents logements sont raccordés à un réseau de chaleur[22] et un objectif cible de **2,7 millions d'équivalents logement raccordés en 2018** et **entre 4 millions et 4,8 millions d'équivalents logement raccordés en 2023**, peut être donné à titre indicatif.

Concernant le développement des filières renouvelables et de récupération dans la chaleur livrée par les réseaux aux horizons 2018 et 2023, la biomasse, ressource particulièrement adaptée aux réseaux de chaleur, représente d'ores et déjà une part importante de la chaleur véhiculée par les réseaux et devrait continuer à se développer au même rythme. La géothermie devrait poursuivre et accélérer son développement dans les réseaux (la géothermie basse et moyenne énergie est la source principale de géothermie exploitable par les réseaux de chaleur, et la géothermie très basse énergie assistée par pompes à chaleur alimente de plus petits réseaux). Les réseaux sont par ailleurs un excellent moyen de valoriser la chaleur de récupération industrielle qui est amenée à se développer. Par ailleurs, le raccordement d'unités d'incinération d'ordures ménagères actuellement non reliées à un réseau et l'amélioration des performances énergétiques devraient permettre une légère croissance de la chaleur issue de ces installations. Enfin, le biogaz et le solaire thermique devraient prendre peu à peu leur place dans les réseaux de chaleur.

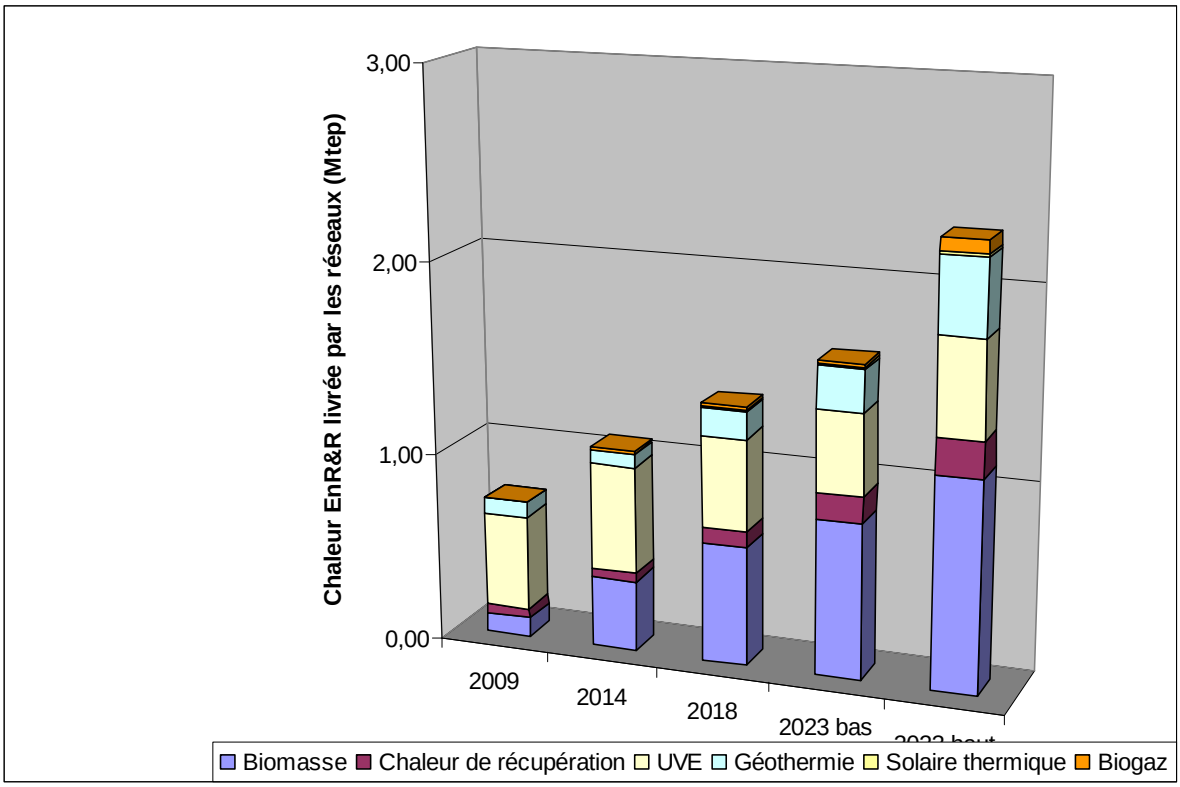


Figure 16 : Quantité d'EnR&R livrée par les réseaux (Mtep)

l'industrie. Le monde de calcul des équivalents logements a été redéfini pour permettre de s'affranchir de la rigueur climatique et d'intégrer les réductions de consommation d'énergie envisagées.

[21] Les textes réglementaires et les outils d'aides publiques considèrent comme « vertueux » un réseau de chaleur valorisant au moins 50% d'EnR&R

[22] Source SNCU

2.4.4 Le stockage de chaleur

Il existe trois modes principaux de stockage de la chaleur :

- la chaleur sensible (par changement de la température du matériau) qui est la technique la plus mature et qui présente le coût le plus faible. Le stockage sensible de grande capacité concerne surtout le stockage saisonnier en réservoirs, notamment en aquifères ;
- la chaleur latente (avec changement de phase du matériau) qui présente un coût intermédiaire et une maturité dans le domaine du froid. Il n'existe toutefois pas à ce jour de stockage de grande capacité sur ce principe mais des projets R&D sont en cours ;
- l'adsorption thermochimique (stockage réalisé sous forme de potentiel chimique) présente le coût le plus élevé parmi les techniques de stockage et est peu mature hormis sur quelques niches technologiques. Cette technologie permet en revanche le stockage de chaleur sur de longues périodes et une densité énergétique élevée (exprimée en kWh/m3 stockés).

Les enjeux techniques de développement du stockage de chaleur portent sur l'amélioration des matériaux (coût, recyclage, disponibilité avec un potentiel de développement identifié dans le domaine des céramiques recyclées notamment), des fluides de transfert (niveau de température, analyse du cycle de vie, avec un potentiel de développement identifié dans le domaine des nanofluides entre autres), de l'enveloppe, de la conception et l'intégration du stockage dans les procédés. La filière est très transversale et nécessite une structuration, les potentiels d'innovation et de marché sont importants. Le stockage de chaleur présente notamment un enjeu particulier au regard du développement des smartgrids et de l'interconnexion des réseaux de chaleur et d'électricité (cf. point 6.5).

2.5 Interactions et transferts entre énergies

Recommandations

- ⇨ **Favoriser des projets de R&D amont pour améliorer les différentes briques technologiques et leur intégration.**
- ⇨ **Favoriser les projets de démonstration visant à développer des systèmes de stockage et de conversion de l'énergie, en particulier des plateformes d'essais multi-énergies et le power-to-gas.**
- ⇨ **Accompagner les réflexions sur la réglementation applicable à l'hydrogène.**
- ⇨ **Mettre à jour régulièrement les études technico-économiques portant sur les synergies entre vecteurs énergétiques et leurs usages à des horizons de temps moyen à long terme.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Tirer les enseignements du projet GRHYD à Dunkerque lancé en septembre 2013 visant à injecter de l'hydrogène décarboné directement dans le réseau de gaz, et du projet Jupiter 1000, lauréat 2015 de l'appel à projets stockage et conversion d'énergie, qui sera opérationnel en 2018 à Fos-sur-Mer.**
- ⇨ **Publier en 2016 du plan de développement du stockage des énergies renouvelables par hydrogène décarboné qui portera notamment sur l'adaptation des réglementations et des incitations pour permettre le déploiement de ces nouvelles applications de l'hydrogène, telles que la conversion d'électricité en gaz.**

Document de référence :

- ⇨ ***Etude sur le potentiel du stockage d'énergie, DGCIS - ADEME - ATEE, 2013***
- ⇨ ***Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire, ADEME-GrDF-GRTgaz, 2014***

Le stockage peut servir de point d'interaction entre le réseau électrique et le réseau de gaz et entre le réseau électrique et les réseaux de chaleur.

Les interactions électricité/gaz

Le principe du « power-to-gas » se fonde sur le stockage d'une quantité d'électricité en surplus (par exemple produite à partir d'énergies renouvelables) sous forme d'hydrogène ou de méthane de synthèse obtenu à partir de cet hydrogène et son injection directe dans les réseaux de gaz existants. Le « power-to-gas » est une solution de stockage saisonnier qui vient donc en soutien aux réseaux électriques. Plus généralement, **l'hydrogène permet un arbitrage économique entre les marchés de l'électricité et du gaz**.

L'hydrogène peut être obtenu à partir d'électricité par électrolyse de l'eau. Ce procédé permet de séparer l'eau en hydrogène (H_2) et en oxygène (O_2). Les technologies de production d'hydrogène par électrolyse mais aussi celles de pile à combustible (réaction inverse consistant à transformer l'hydrogène en électricité) sont aujourd'hui flexibles avec de bonnes disponibilités. A condition qu'il soit produit à partir d'une source d'énergie décarbonée, l'hydrogène est un vecteur énergétique sans émission de gaz à effet de serre, permettant de contribuer à décarboner les réseaux de gaz.

Le méthane de synthèse peut être obtenu à partir d'hydrogène par le procédé de méthanation, qui associe à l'hydrogène du dioxyde de carbone (CO_2) pour produire du méthane (CH_4). **La méthanation pourrait servir de complément aux solutions de capture et stockage du carbone.**

Selon l'étude « Power-to-gas » de l'ADEME, GrDF et GRTgaz parue en 2014, le potentiel identifié du « power-to-gas » à l'horizon 2030 s'élèverait à 2,5 TWh. Toujours selon cette étude, l'hydrogène peut aujourd'hui être directement injecté dans le réseau gazier en faible concentration mais donne un accès direct à de très grandes capacités de transport et de stockage (en France les capacités de stockage de gaz sont de l'ordre de 137 TWh). Diverses raisons (sécurité, fuites, compatibilité avec

les utilisateurs finaux, compatibilité avec les conduites) limitent néanmoins l'injection d'hydrogène à environ 2% du gaz en énergie (soit 6% en volume).

Si cette limite sera sans doute repoussée, il est toutefois peu probable d'envisager que l'hydrogène puisse représenter plus de 20 à 30% en volume dans le réseau gazier, soit 15 à 20% en énergie. La transformation de l'hydrogène en méthane de synthèse permettrait d'aller plus loin car elle est sans limite d'incorporation. Actuellement, le coût de production de l'hydrogène se situe aux alentours de 100 €/MWh, soit assez proche des coûts de production de biométhane qui est compris entre 45 €/MWh à 125 €/MWh en fonction des caractéristiques du méthaniseur (taille, nature des intrants), mais quatre fois plus élevé que le prix de gros du gaz (de l'ordre de 25 €/MWh). Les coûts de production du méthane de synthèse par la filière méthanation sont aujourd'hui très au-dessus de ces valeurs mais pourraient atteindre en 2020 de l'ordre de 125 €/MWh.

L'avantage des architectures « power-to-gas » réside donc à la fois dans la synergie créée entre les réseaux d'électricité et de gaz, et dans les multiples usages de l'hydrogène, voire du méthane de synthèse.

Toutefois, le besoin de mettre en œuvre du « power-to-gas » à échelle industrielle n'apparaîtra vraisemblablement pas en France avant 2025-2030. D'ici là, il convient de préparer le développement et l'intégration des différentes briques technologiques de la technologie « power-to-gas » et de permettre la réalisation de démonstrateurs de taille suffisante. L'ensemble des acteurs du système énergétique ont encore besoin d'un cadre d'expérimentation à taille industrielle et il semble ainsi important de permettre la constitution de plateformes d'essais multi-énergie chez les opérateurs de réseaux d'énergie (électricité, gaz, chaleur). En parallèle, des efforts de R&D restent également nécessaires sur les technologies d'électrolyse moins matures.

Les interactions électricité/chaleur

A l'instar du « power-to-gas », le « power-to-heat » permet de stocker les surplus d'électricité sous forme de chaleur en vue d'une utilisation directe de la chaleur (ballons d'eau chaude sanitaire, besoin industriel) ou éventuellement d'une injection dans les réseaux chaleur. En France, le système de stockage d'électricité sous forme thermique le plus répandu réside dans les ballons d'eau chaude sanitaire (13 à 20 TWh par an) dont le pilotage a permis de déplacer la consommation vers des heures de moindre demande, lorsque les prix de l'électricité sont les plus faibles (historiquement la nuit entre 23h et 6h, ce qui s'est traduit par la mise en place des options tarifaires heures pleines/heures creuses pour le consommateur final d'électricité) et a contribué à réduire la pointe de consommation. D'après l'étude PEPS[23], le pilotage des ballons d'eau chaude pourrait être conduit à évoluer avec le développement des énergies renouvelables, de façon à pouvoir absorber des surplus d'énergies renouvelables intermittentes et notamment d'électricité photovoltaïque entre 11h et 15h, ce qui supposera un pilotage plus dynamique que ce qui existe aujourd'hui (de manière à s'adapter aux aléas météorologiques pouvant influencer la production d'énergies renouvelables intermittentes) en lien avec le développement des compteurs communicants.

Le stockage thermique constitue également un potentiel économique important pour les installations de cogénération en permettant d'optimiser leur régime de fonctionnement et un meilleur pilotage de la production d'électricité (pour les installations non soutenues par un tarif de rachat). Avec un dispositif de stockage thermique, une installation de cogénération peut maximiser sa production d'électricité au moment où les prix de l'électricité sont les plus élevés (et a priori au moment où le système électrique en a le plus besoin) indépendamment de sa demande de chaleur. Par exemple, si au moment où les prix sont les plus élevés, les débouchés chaleur sont faibles, alors la chaleur en excès pourrait être stockée en vue d'une restitution ultérieure. Ce modèle est particulièrement pertinent lorsque les demandes de chaleur sont relativement constantes dans l'année, comme pour les utilisations de chaleur des industriels, qui ne sont généralement pas thermosensibles. Pour les installations de cogénérations climatiques dont la chaleur est valorisée sur les réseaux de chaleur, la valeur du stockage réside davantage dans la diminution des coûts d'investissements en moyens de pointe (chaudière d'appoint) afin d'assurer les pics de consommation de chaleur.

[23] Etude sur le potentiel du stockage d'énergies, ADEME - ATEE - DGCIS, 2013.