



## Renouvelables



### Un système électrique alimenté à 100 % par les énergies renouvelables est-il techniquement possible en France ?

*Tous les consommateurs d'électricité, qu'il s'agisse de ménages, d'entreprises ou de services publics comme les hôpitaux, doivent pouvoir être alimentés à tout moment, en fonction de leurs besoins. Un système électrique 100 % renouvelable, où le photovoltaïque et l'éolien seraient dominants, pourrait-il fonctionner alors que le soleil et le vent fluctuent ?*



Publié le 23 mars 2021  
Modifié le 14 mai 2021

### En quelques mots

Dès 2011, l'Association négaWatt a montré<sup>1</sup> la faisabilité d'un système électrique<sup>2</sup> 100 % renouvelable en France. En 2017, elle a réitéré l'exercice en s'appuyant à la fois sur nombre de travaux théoriques et pratiques menés à l'étranger, notamment les études *Kombikraftwerk* 1 et 2 menées en Allemagne à la demande d'Angela Merkel<sup>3</sup>, et sur ses propres outils de modélisation au pas horaire. **Depuis, l'hypothèse de la possibilité d'un système électrique majoritairement alimenté par des énergies renouvelables non-pilotables, comme l'éolien et le photovoltaïque, gagne chaque jour du terrain. Elle est confirmée par un grand nombre d'études et de projets portant sur divers aspects de cette problématique réalisés en France, en Europe et dans le monde.**

Comme le confirment à la fois l'étude publiée fin 2020 par trois chercheurs du CIRED<sup>4</sup> et l'étude conjointe de RTE et de l'AIE publiée en janvier 2021<sup>5</sup>, cette hypothèse peut, sous certaines conditions, devenir en quelques décennies une réalité techniquement et économiquement viable. Comment ? **Grâce à l'amélioration constante de la connaissance scientifique et aux progrès récents de plusieurs technologies existantes qu'il convient d'assembler judicieusement, parmi lesquelles les filières de production renouvelable et le *power-to-gas*, mais aussi l'électronique de puissance, un ensemble de technologies qui est en passe de révolutionner la conception du fonctionnement et de la sécurité des réseaux électriques.**





En complément de cet article, visionnez l'enregistrement du webinaire proposé par l'Association négaWatt le 7 avril 2021. Intervenants : Marie Montigny, directrice des opérations de flexibilité et de la R&D d'Equinov, Pierre Chambon, directeur général France de Storengy, et Marc Jedliczka, porte-parole de l'Association négaWatt.

L'enregistrement de ce webinaire ainsi que les supports de présentation des intervenants sont disponibles sur [le site de négaWatt](#).

## Le système électrique français : quelques rappels

Malgré une augmentation notable de certains usages de l'électricité, notamment dans les secteurs du numérique et dans une moindre mesure de la mobilité, on constate depuis plusieurs années **une stagnation de la consommation française d'électricité**. Ce tassement s'explique principalement par une amélioration de l'efficacité des appareils, en bonne partie due au durcissement de la réglementation européenne (directives Eco-Design), au ralentissement de la croissance économique et à la « tertiarisation » de l'économie (le secteur tertiaire étant moins énergivore que l'industrie).

Dans la France de 2020, l'électricité couvre un peu moins de 25 % des besoins en énergie finale, tous usages et tous secteurs confondus, avec une consommation d'environ 440 térawattheure (TWh).

Les deux tiers de cette consommation sont consacrés aux usages dits « spécifiques » de l'électricité (éclairage, électroménager, télécommunications, numérique, moteurs, pompes, etc.), un peu plus de 30 % au chauffage et à la climatisation des locaux ainsi qu'à la production d'eau chaude sanitaire. Le reste, entre 3 et 4 %, est consacré à la mobilité, principalement le déplacement des personnes (trains, métro, tramways, etc.).

La production quant à elle est estimée à près de 540 TWh (chiffre 2019), la différence s'expliquant par des pertes en lignes qui s'élèvent à 8 % environ, la consommation d'électricité du secteur de l'énergie (raffineries, réseau gazier, combustible nucléaire, etc.) et un solde des exportations positif qui varie entre 40 et 60 TWh sur les cinq dernières années<sup>6</sup>.

RTE, la filiale d'EDF chargée du réseau de transport d'électricité, établit régulièrement des projections de moyen et long terme à travers ses bilans prévisionnels<sup>7</sup>. **Elle envisage dans ses travaux les plus récents une poursuite sur la durée de la stabilité de consommation observée depuis 2011<sup>8</sup>.**

Pour autant, les exercices de prospective visant la neutralité carbone en 2050 montrent des résultats contrastés avec une variation de 25 % en plus ou en moins en 2050 par rapport aux 440 TWh de consommation finale d'électricité de 2015. Le [scénario négaWatt 2017-2050](#) prévoit ainsi 330 TWh quand la Stratégie nationale bas-carbone envisage 550 TWh. Cet écart s'explique en partie par la place différente accordée à l'électricité dans l'industrie et les transports mais surtout par l'importance donnée à la sobriété dans le scénario négaWatt.

Côté production, la France s'est engagée à mettre fin à l'utilisation du charbon et à réduire la part du nucléaire à 50 % en 2035. Si elle respecte ces engagements, cela devrait mécaniquement conduire à augmenter la part des

renouvelables au-delà des objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et à s'approcher d'une parité avec le nucléaire – sans prendre en compte la production des centrales au fioul et au gaz naturel (41 TWh en 2019, soit 8 % de la production totale).

Pour un avenir plus lointain, les hypothèses de travail retenues par RTE dans son bilan prévisionnel 2021 vont d'un maintien de cette répartition à la poursuite de la baisse du nucléaire jusqu'à un approvisionnement proche de 100 % par des sources renouvelables.

Portée par négaWatt depuis 2011, la perspective d'un mix électrique 100 % renouvelable n'est pas entièrement nouvelle, mais sa crédibilité technique et économique augmente chaque jour grâce aux résultats de travaux de recherche et de démonstration dont certains sont détaillés plus loin. **À chaque nouvelle publication, les différentes pièces du puzzle s'assemblent pour former l'image finale d'une production électrique totalement renouvelable. Toutefois, la faisabilité de celle-ci nécessite de savoir répondre à un certain nombre d'enjeux industriels pour la mise en œuvre à grande échelle des solutions techniques identifiées.**

## L'équilibre du système électrique : de quoi parle-t-on ?

Dans la grande famille des **vecteurs énergétiques**, l'électricité se distingue par son caractère immatériel, qui lui permet de se transporter quasi-instantanément mais la rend difficile à stocker. **Spécificité du système électrique, l'équilibre entre l'offre et la demande recouvre de ce fait plusieurs niveaux complémentaires, qui doivent s'articuler en fonction du pas de temps considéré et faire appel à des moyens opérationnels différents :**

- **la sécurité d'approvisionnement** dépend de l'équilibre global entre les quantités d'énergie produite et consommée, mesurées en TWh, sur une période donnée. Elle s'apprécie généralement sur l'année, mais elle doit tenir compte de la saisonnalité de certains usages (éclairage, chauffage/froid, etc.), ainsi que, dans la perspective d'un approvisionnement à 100 % par des énergies renouvelables, de la variabilité non pilotable de la production, à la fois intra-journalière (jour/nuit) et saisonnière (été/hiver) ;
- **l'équilibrage court terme** vise à assurer la stabilité du réseau en maintenant à chaque instant l'équilibre entre puissance injectée (production) et soutirée (consommation) mesurée en gigawatt (GW). L'objectif est que la fréquence (mesurée en Hertz) et la tension (mesurée en Volts) ne sortent pas d'une fourchette de valeurs très précises. Si la fréquence sort de cette fourchette, le risque est un effacement partiel ou total du réseau (black-out) ; si c'est la tension, on peut craindre une usure prématurée voire une destruction des appareils et des ouvrages du réseau. L'équilibrage repose sur les services-système fournis notamment par les réserves de puissance (mobilisation de moyens de production pilotables) et les flexibilités (pilotage de la demande, etc.) pour lesquels la précision et les marges d'erreur des prévisions à court terme, en voie d'amélioration constante, sont des enjeux importants ;
- **la stabilité du réseau** agit comme une corde de rappel en temps réel (quelques millisecondes) pour ralentir l'effet des fluctuations les plus importantes et donner le temps aux différentes réserves d'être activées. Cette fonction est aujourd'hui assurée par l'inertie cinétique des alternateurs de forte puissance des centrales thermiques (à flamme ou nucléaires) qui auront en grande partie disparu dans un système 100 % renouvelables et qu'il faudra donc remplacer.

## Un système électrique 100 % renouvelable peut-il répondre à tous les enjeux ?

Pour qu'un système électrique 100 % renouvelable puisse fonctionner, chacun de ces niveaux doit être pris en compte et traité de manière adéquate.

### 1) La sécurité d'approvisionnement

Dans son étude *Un mix électrique 100 % renouvelable ?*<sup>9</sup>, publiée en 2016, l'ADEME évalue le productible maximal

théorique des sources d'électricité renouvelable en France à 1268 TWh/an, après prise en compte des contraintes topologiques (types de surfaces, relief, etc.), sociétales (zones d'exclusion, distances vis-à-vis des habitations, acceptabilité, etc.) et économiques (rentabilité). Ce chiffre global intègre 643 TWh d'éolien terrestre et maritime, 465 TWh de photovoltaïque au sol et sur bâtiments et 61 TWh d'hydro-électricité (un niveau proche de la production actuelle).

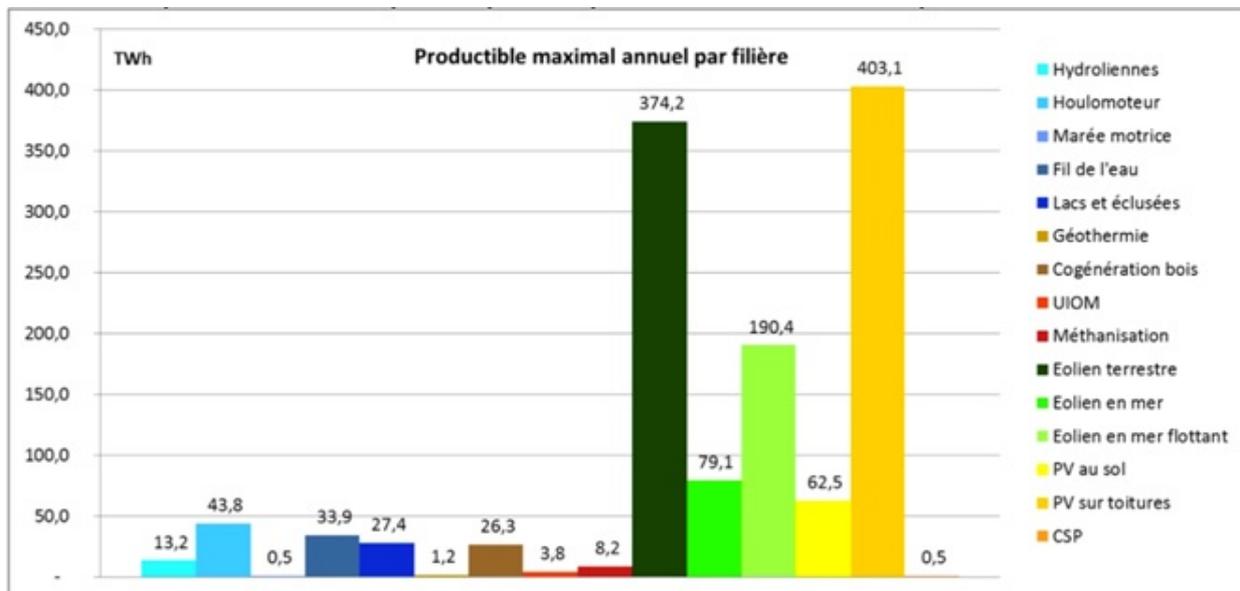


Figure 1 – Productible maximal annuel d'électricité par filière d'énergie renouvelable. Source : ADEME, *Un mix électrique 100 % renouvelable ?*

Ainsi, les sources renouvelables auraient le potentiel de fournir à elles seules entre deux et quatre fois les besoins totaux en électricité à l'horizon 2050 évalués par les scénarios précédemment cités. Mais cela ne suffit pas : encore faut-il que l'approvisionnement soit garanti à chaque instant, par exemple même les nuits sans vent. Comment faire ?

On peut commencer par relativiser le problème, en rappelant que **les courbes de production du solaire et de l'éolien sont plutôt complémentaires à la fois sur 24 heures** (le vent souffle davantage la nuit alors que le soleil brille pendant la journée) **et sur l'année** (le vent souffle davantage l'hiver, le solaire produit davantage l'été).

De surcroît, la France dispose de nombreux avantages, à commencer par la **diversité des ressources renouvelables dans les différentes régions et la multiplicité des couloirs de vent et des zones ensoleillées en journée**. Par ailleurs, le **foisonnement** des productions grâce au maillage des réseaux électriques permet de réduire les moments « sans vent ni soleil »<sup>10</sup>.

Pour autant, une prééminence marquée de sources variables et non-pilotables (entre 80 et 90 % du total) impose de pouvoir déplacer dans le temps une partie significative de la production (via le stockage de l'énergie) et/ou de la consommation (via le pilotage de la demande) pour les faire coïncider.

## 2) Les solutions pour stocker l'énergie

Comme le montre le graphique ci-dessous (dont les échelles sont logarithmiques), **il existe un grand nombre de technologies de stockage**. Chacune répond à des besoins différents à la fois en termes de quantité d'énergie à stocker (de quelques kWh à plusieurs dizaines de TWh) et de durée de stockage (de quelques minutes à plusieurs mois).

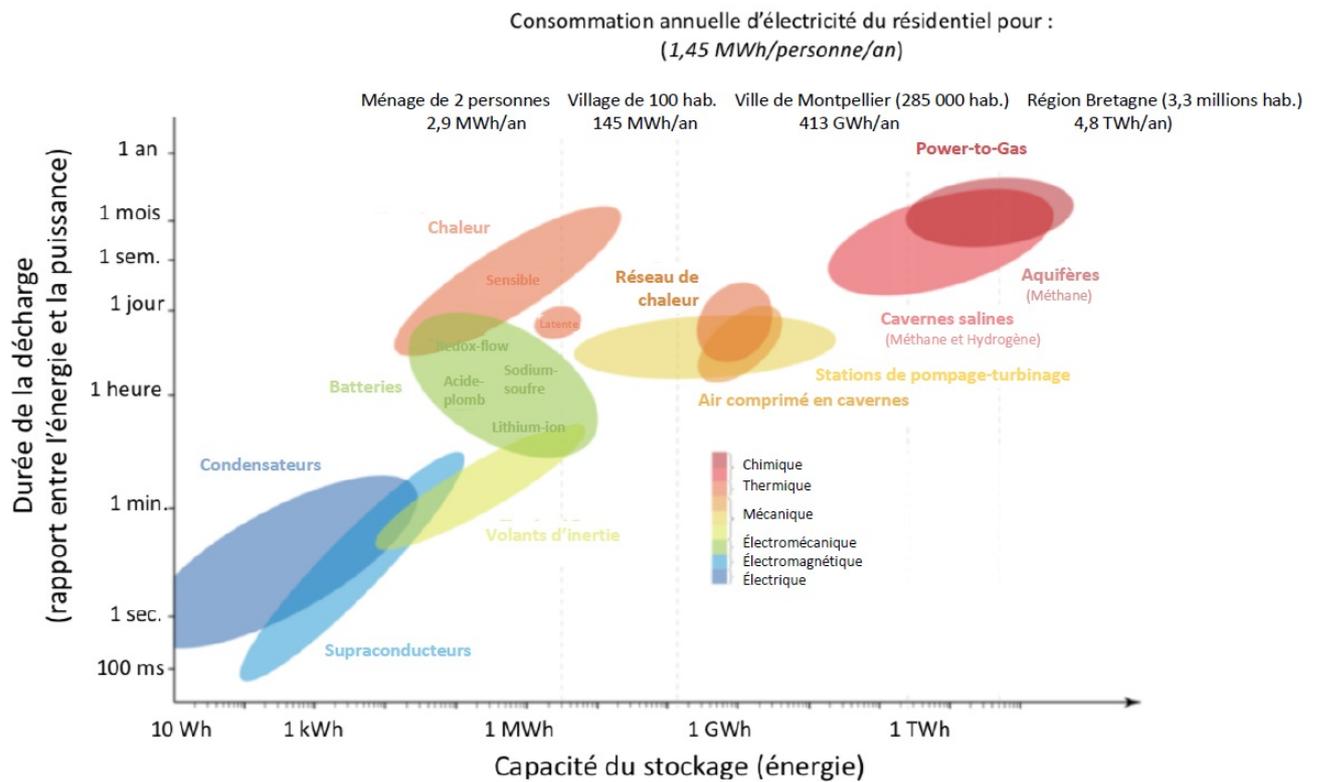


Figure 2 – Comparatif des différents moyens de stockage de l'énergie.

Source : Mickaël Sterner, Université Technique de Regensburg, traduction et adaptation négaWatt

### Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)

La France est déjà bien dotée de moyens de stockage avec notamment 4,6 GW de Stations de transfert d'énergie par pompage. Ces STEP permettent de remonter de l'eau dans un bassin supérieur en période d'excédents de production et de la faire redescendre vers un bassin inférieur à travers une turbine pour produire de l'électricité en période de déficit, moyennant une perte d'environ 20 % entre les deux.

Avec une durée de décharge d'une trentaine d'heures, une capacité de quelques GWh et une réactivité de quelques minutes pour passer du stockage au déstockage, les STEP jouent en milieu de tableau. Elles sont en mesure de couvrir les besoins actuels, qui se limitent à un stockage infra-journalier (quelques heures), voire infra-hebdomadaire (quelques jours). Elles ne peuvent cependant pas répondre aux enjeux du stockage massif à plus long terme (des TWh pendant des semaines voire des mois), qui commence à être utile au-delà de 50 % de sources renouvelables variables dans le mix électrique et devient une nécessité à grande échelle au-delà de 70 %.

### Les batteries électrochimiques stationnaires

Les batteries électrochimiques stationnaires, qui bénéficient d'une bien meilleure réactivité, sont performantes pour des volumes de quelques MWh et des durées de quelques heures. Elles peuvent contribuer au réglage primaire de la fréquence et à la résolution de problématiques locales (congestions sur le réseau électrique), mais elles ne sont pas non plus en mesure de répondre aux enjeux systémiques du stockage intersaisonnier.

Enfin, les batteries des véhicules électriques, parfois évoquées via le concept de *vehicle-to-grid* (véhicule vers le réseau), elles peuvent avoir une certaine utilité en matière de flexibilité. Elles représentent cependant une capacité qui ne permet qu'un stockage de court terme. Par ailleurs, cette capacité sera dépendante à la fois du niveau de remplissage et de la disponibilité des batteries, donc du branchement des véhicules électriques au réseau au moment

où le besoin se fera sentir.

### La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau

À l'échelle du long terme, la seule solution disponible est la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, qui consiste à convertir l'électricité en molécules gazeuses – d'où le nom générique de *power-to-gas*.

L'hydrogène ainsi produit peut être stocké et utilisé plus tard pour produire de l'électricité via une pile à combustible. Ce type de générateur est une forme de groupe électrogène à haut rendement (50 à 60 % contre 25 % pour un moteur thermique) reposant sur un processus inverse de l'électrolyse. Ses seuls effluents sont de la chaleur et de l'eau.

L'hydrogène n'est cependant pas facile à stocker, car il est violemment explosif en présence d'air et d'une simple étincelle. C'est aussi la plus petite molécule existante dans l'univers, ce qui nécessite une très forte résistance et une étanchéité extrême non seulement des réservoirs mais aussi de toutes les infrastructures de transport et de distribution qui aujourd'hui n'existent pas.

Pour contourner ce problème, l'hydrogène peut être injecté dans le réseau gazier qui dispose d'une capacité de stockage de 130 TWh correspondant à la quantité de gaz consommée chaque hiver en France (notamment pour le chauffage). Mais la capacité d'injection d'hydrogène est limitée : il ne faut en effet pas dépasser une teneur de 6 % en volume pour des raisons de sécurité et de qualité de la combustion, ce qui restreint fortement l'intérêt de cette solution.

Son utilisation directe dans des turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) ou combiné (CCGT) pour un retour vers la production d'électricité fait actuellement l'objet de projets de démonstration prometteurs, au point que cette solution est prise en compte dans les travaux de prospective de RTE et de l'ADEME notamment. Toutefois, son développement buterait sur des contraintes fortes en matière d'approvisionnement, notamment dans les régions de l'Ouest de la France qui ont un fort potentiel d'électricité renouvelable mais qui sont à l'écart des grandes infrastructures de transport de gaz naturel dont la conversion à l'hydrogène est aujourd'hui envisagée.

### La méthanation ou réaction de Sabatier

Une autre solution consiste à convertir l'hydrogène (H<sub>2</sub>) en méthane (CH<sub>4</sub>) en le faisant réagir avec du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) *via* la réaction de méthanation dite « de Sabatier » :  $4 \text{H}_2 + \text{CO}_2 \Rightarrow \text{CH}_4 + 2 \text{H}_2\text{O}^{11}$ .

En tous points identiques d'un point de vue chimique au méthane fossile, qui constitue 95 à 97 % du gaz naturel, ce méthane de synthèse d'origine renouvelable peut être injecté sans restriction dans le réseau existant, offrant ainsi la possibilité de profiter pleinement de cette énorme capacité de stockage.

Enfin, on peut imaginer d'utiliser le méthane de synthèse dans des centrales produisant de l'électricité (*power-to-gas-to-power*). Malgré une étape supplémentaire, le retour vers le système électrique est également à l'avantage de l'option méthanation, les centrales gaz à cycles combinés offrant un rendement supérieur à celui de la pile à combustible (63 % contre 50 à 60 %) pour un coût nettement inférieur.

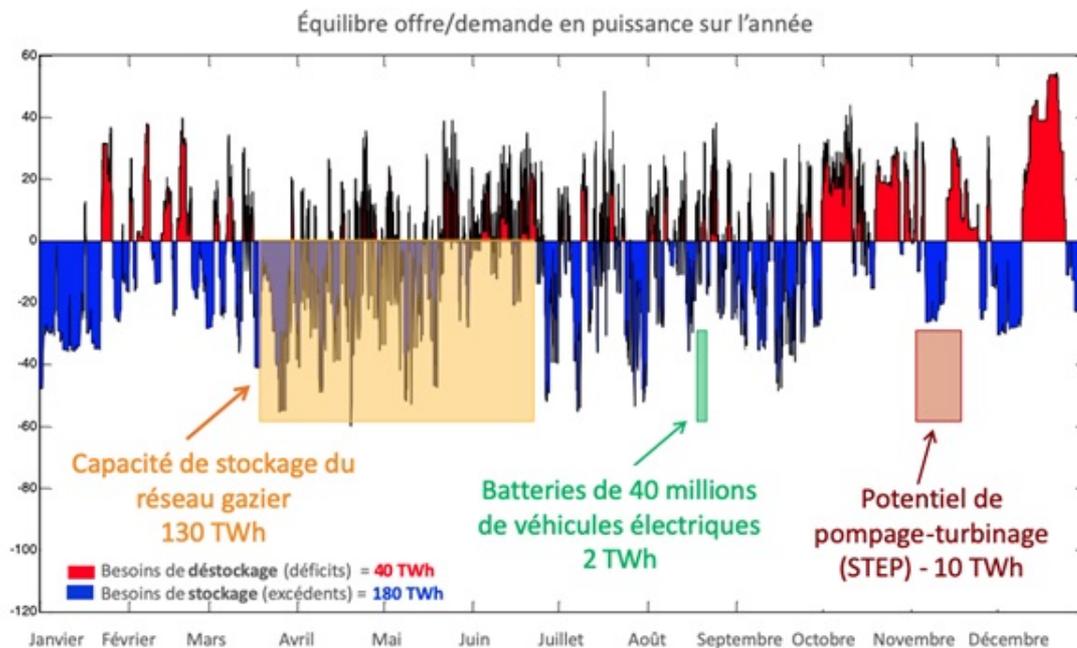


Figure 3 – Illustration des besoins de stockage (en bleu) et de déstockage (en rouge) sur une année-type dans un système électrique 100 % renouvelable et comparaison des principales solutions : le rapport entre les surfaces montre que seul le réseau gazier est à la hauteur des besoins.

Source : ETOGAs, adaptation négaWatt

### 3) L'équilibrage court terme

**Le réglage de la fréquence**, sur la plaque européenne à laquelle la France est connectée, doit impérativement rester entre 49,5 et 50,5 Hz pour éviter un black-out. Il fait appel à trois catégories de « réserves », c'est-à-dire des capacités de production que l'on peut déclencher (réserves à la hausse) ou au contraire arrêter (réserves à la baisse) afin de modifier la puissance instantanée injectée ou soutirée. Ces réserves, qui doivent être disponibles à tout moment, agissent à des pas de temps différents, de quelques secondes à quelques minutes, en fonction du type de réserve (primaire, secondaire et tertiaire).

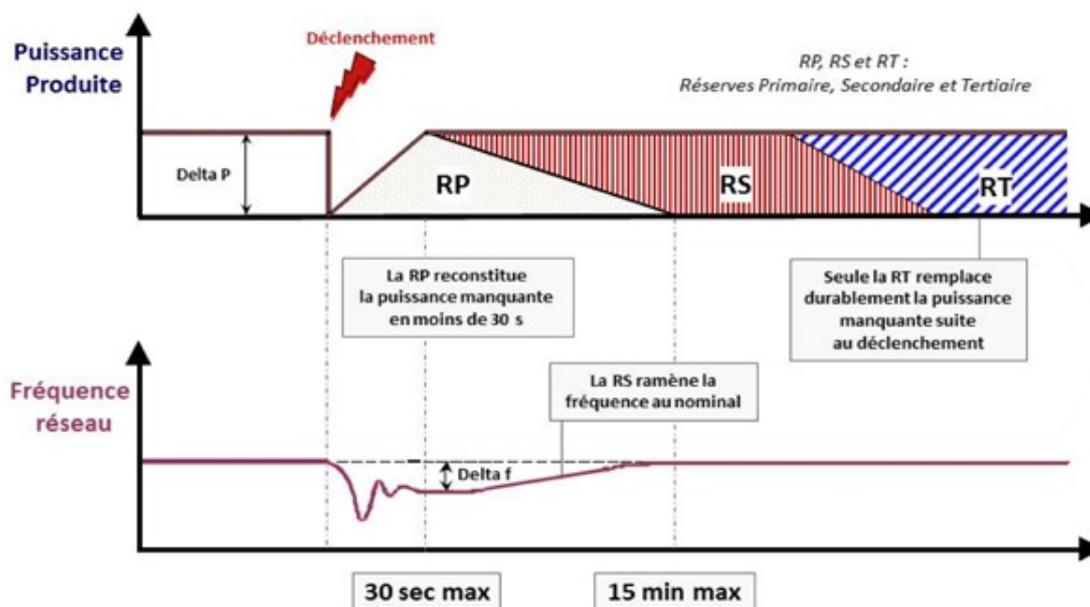


Figure 4 – Description du fonctionnement des réserves primaire, secondaire et tertiaire. Source : Commission de régulation de l'énergie.  
Le déclenchement d'un incident (par exemple l'arrêt soudain d'un moyen de production, flèche rouge) qui provoque une baisse de la puissance produite  
(schéma du haut) entraîne aussi une chute de la fréquence (schéma du bas).  
Cette chute de fréquence est compensée par la mobilisation successive des réserves primaire (RP) secondaire (RS) et tertiaire (RT)

Dans le système électrique actuel, les réserves qui sont dimensionnées pour faire face à l'arrêt imprévu et simultané des deux plus gros moyens de production au niveau européen, soit 3 GW, sont en partie assurées par l'hydraulique de barrage (10 GW) et par les STEP (4,6 GW), qui seront toujours présents dans un système 100 % renouvelable. Une étude récente<sup>12</sup> montre d'ailleurs qu'une plus large part d'hydroélectricité pourrait être mobilisée pour répondre à ces enjeux de flexibilité. Si cela ne suffisait pas, les piles à combustibles, les cogénérations ou les centrales à gaz (renouvelable) pourraient elles aussi participer à ces réserves. Le dimensionnement de ces dernières doit permettre de passer d'une seule variable (la demande) à deux (l'offre et la demande) et tenir compte des erreurs de prévision toujours possibles – même si la prévisibilité de l'éolien et du photovoltaïque ne cesse de s'améliorer.

Une dernière option consiste à mobiliser les moyens de production d'électricité renouvelable électrique plus récents. Le programme européen de recherche REstable<sup>13</sup> a réalisé ainsi une expérimentation sur un ensemble de parcs éoliens et photovoltaïques en fonctionnement dispersés en France et en Allemagne pour une puissance totale de 270 MW. Il a montré que ces parcs, agrégés et pilotés comme s'ils ne faisaient qu'une seule « centrale électrique virtuelle », pouvaient participer au réglage de la fréquence en contrepartie d'une perte minimale de la production pouvant être compensée par la rémunération des services rendus au système électrique.

**Le réglage de la tension** se fait quant à lui à une échelle régionale ou locale par différents procédés : le pilotage de la puissance réactive des grands alternateurs, la mise en œuvre de dispositifs spécifiques (bobines, condensateurs, etc.) et l'activation de nouvelles flexibilités par réduction de la consommation (effacement) ou de la production (écrêtement).

#### 4) *Le synchronisme du réseau*

L'inertie dont le réseau a besoin pour maintenir le synchronisme du réseau durant les quelques secondes que nécessite le déclenchement de la réserve primaire est aujourd'hui fournie de manière automatique et sans besoin de pilotage par les machines tournantes synchrones que sont les alternateurs des grandes centrales thermiques, nucléaires ou hydrauliques qui « fabriquent » la fréquence. À l'instar de la dynamo qui freine un vélo en descente, les frottements dont ces machines tournantes sont le siège permettent de lisser les à-coups des variations de production et/ou de consommation. On parle d'inertie naturelle.

En revanche, la plupart des alternateurs qui équipent les éoliennes terrestres ne peuvent pas jouer ce rôle, car ils ne sont pas raccordés directement au réseau. En effet, le courant qui en sort, dont la fréquence peut varier assez fortement en fonction de la force du vent, est dans un premier temps transformé en courant continu (on dit « redressé ») puis retransformé immédiatement en courant alternatif répondant à toutes les exigences de qualité, notamment la stabilité de la fréquence, avant d'être injecté dans le réseau.

L'appareil capable de faire cette opération s'appelle un onduleur. C'est l'une des applications des technologies de l'électronique de puissance apparues il y a une quarantaine d'années qui permet de piloter de manière extrêmement précise toutes les caractéristiques d'un courant électrique donné.

D'abord utilisés pour pouvoir injecter le courant continu produit par des panneaux photovoltaïques dans le réseau qui fonctionne en courant alternatif, les onduleurs ont ensuite conquis l'industrie éolienne en lui permettant de mieux répondre aux exigences du réseau, mais avec pour conséquence la perte, vu de ce dernier<sup>14</sup>, de l'inertie naturelle des alternateurs.

Les onduleurs qui équipent aujourd'hui les éoliennes et les systèmes photovoltaïques sont programmés en mode « suivi du réseau » (*grid-following*), c'est-à-dire qu'ils se synchronisent à tout instant avec la fréquence venant du réseau auquel ils sont asservis. Mais ils peuvent aussi être programmés en mode « façonnage du réseau » (*grid-forming*) pour fournir la fréquence au réseau et reproduire ainsi de manière artificielle l'inertie nécessaire (on parle alors d'inertie synthétique).

Le programme de recherche européen [Migrate<sup>15</sup>](#), achevé en 2019, a réuni la plupart des gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Europe, dont RTE pour la France. Il a conclu qu'un réseau électrique alimenté exclusivement par des éoliennes et des systèmes photovoltaïques pourrait très bien fonctionner dès lors que 10 à 20 % des onduleurs (en puissance totale) seraient exploités en *grid-forming*, le reste en *grid-following*.

Un résultat similaire pourrait être obtenu en installant des compensateurs synchrones qui reproduisent le comportement des alternateurs sans produire mais en consommant de l'énergie. Ces compensateurs qui, moyennant des adaptations minimales, peuvent être des alternateurs de centrales thermiques arrêtées, sont aujourd'hui couramment utilisés dans l'industrie ou sur les réseaux faibles pour maintenir la fréquence. Toutefois, leur niveau de pertes plus important et le changement important de mode opératoire pour les gestionnaires de réseaux de transport devraient inciter à en limiter l'usage à certains endroits spécifiques en complément des onduleurs en *grid-forming*.

En résumé, il existe différentes solutions techniques pour maintenir un système électrique pleinement opérationnel avec une majorité de production éolienne et photovoltaïque : technologies de stockage dont les barrages et les STEP, onduleurs en *grid-forming* et compensateurs synchrones, alternateurs de la plupart des éoliennes offshore et possibilité de faire évoluer les systèmes de contrôle des onduleurs en *grid-following*. **Le choix entre toutes ces alternatives reposera le moment venu sur des considérations techniques ou économiques. Quelles que soient les options retenues, la faisabilité d'un système 100 % renouvelable ne fait néanmoins aucun doute. Des conclusions présentées par RTE en avril 2020, dont est extraite la synthèse suivante<sup>16</sup>, l'attestent.**

## Synthèse : les différentes solutions envisageables

- ① Conserver une part de production classique dans le mix de production
- ② Améliorer le contrôle des onduleurs *grid-following*, avec des contrôles du type inertie virtuelle
- ③ Installer des compensateurs synchrones
- ④ Avoir une partie des convertisseurs qui soient *grid-forming*.

} Solutions qui permettent d'atteindre 100% de production ENR à base de convertisseurs

→ « La » solution résidera probablement dans un mix de ces solutions

La comparaison des coûts en matériel et pertes montre à ce stade que les ordres de grandeurs sont similaires entre l'utilisation de *grid forming* ou de compensateurs synchrones (analyses à prolonger)

Rte

42

L'analyse quantitative et qualitative des technologies aujourd'hui disponibles à une échelle industrielle montre qu'il est possible de faire fonctionner un système électrique avec 100 % de sources renouvelables variables en respectant tous les critères de sécurité et de qualité.

À cet égard, on peut considérer que l'électronique de puissance présente dans les onduleurs, qui équipent toutes les installations photovoltaïques et la grande majorité des éoliennes, constitue pour le système électrique une « révolution silencieuse » aussi profonde que celle du numérique pour les systèmes d'information. Vue sous cet angle, la variabilité des énergies renouvelables n'est pas un défaut, mais une source de flexibilité capable d'assurer la transition vers un système électrique 100 % renouvelable.

## Sources et références

1. ↑ Scénario négaWatt 2011-2050 : <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2011-2050-39>
2. ↑ La question se pose principalement pour le système électrique. Pour les autres vecteurs énergétiques (chaleur, gaz, etc.), la question de l'équilibre offre-demande est beaucoup moins centrale.
3. ↑ Publiées respectivement en 2007 ([Kombikraftwerk 1](#)) et 2013 ([Kombikraftwerk 2](#)).
4. ↑ *Une électricité 100 % renouvelable est-elle possible en France d'ici à 2050 et, si oui, à quel coût ?* CIRED, 2020. Disponible sur : <http://www.centre-cired.fr/fr/webinaire-une-electricite-100-renouvelable-est-elle-possible-en-france-dici-a-2050-et-si-oui-a-quel-cout/>
5. ↑ *Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050*, AIE-RTE, 2021. Disponible sur : [https://assets.rte-france.com/prod/public/c/2021-01/RTE-AIE\\_synthese%20ENR%20horizon%202050\\_FR.pdf](https://assets.rte-france.com/prod/public/c/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf)
6. ↑ Source des données : *Bilan électrique 2019*, RTE, 2019. Disponible sur : <https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/>
7. ↑ Bilans prévisionnels, RTE. Disponibles sur : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/les-bilans-previsionnels#Lesdocuments>
8. ↑ On peut observer une légère baisse de la consommation dans certains scénarios, tandis que d'autres intègrent une légère hausse avant de se stabiliser ou de décroître.
9. ↑ *Mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations*, ADEME, 2016. Disponible sur : <https://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>
10. ↑ Pour en savoir plus sur le foisonnement de la production et sur la complémentarité entre solaire et éolien, lire l'article <https://decrypterlenergie.org/les-energies-renouvelables-sont-elles-intermittentes-2>
11. ↑ La découverte en 1897 de cette réaction utilisée très couramment dans l'industrie chimique a valu le prix Nobel de chimie 2012 à Paul Sabatier, connu pour avoir donné son nom à l'université de Toulouse.
12. ↑ *Étude Hydroélectricité et flexibilité : Modèles économiques*, France Hydro Electricité / Compass Lexecon, 2020. Disponible sur : <https://www.france-hydro-electricite.fr/actualites/energie/etude-hydroelectricite-et-flexibilite-modeles-economiques/>
13. ↑ Programme européen de recherche REstable : <https://www.restable-project.eu/>
14. ↑ L'inertie naturelle existe toujours au niveau de l'alternateur de l'éolienne mais elle est rendue inaccessible (« invisible ») au réseau du fait du redressement du courant en sortie d'alternateur. L'onduleur permet de la reproduire artificiellement (inertie « synthétique ») si besoin, mais cette fonction n'est aujourd'hui pas utilisée.
15. ↑ Programme Migrate : <https://www.h2020-migrate.eu/>
16. ↑ *Concertation sur les scénarios 2050*, RTE, 2020. Disponible sur : [https://www.concerte.fr/system/files/document\\_travail/2020-04-29-Presentation-GT8-Fonctionnement-du-systeme-electrique.pdf](https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-04-29-Presentation-GT8-Fonctionnement-du-systeme-electrique.pdf)