



# PANORAMA DES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU 1<sup>ER</sup> SEMESTRE 2014



# Préambule

Le développement des énergies renouvelables et leur bonne insertion dans le système électrique représentent de nouveaux enjeux en matière d'adaptation des infrastructures de réseau et de gestion du système électrique en France et en Europe.

La transparence, la concertation et l'innovation constituent des leviers essentiels pour atteindre les objectifs que s'est fixé notre pays en termes de déploiement des énergies renouvelables. C'est pourquoi RTE, le SER, ERDF et l'ADEEF ont engagé ensemble une coopération pour la publication d'un état des lieux détaillé des principales filières de production de source renouvelable, tant à l'échelle nationale que régionale.

## **Une nouvelle édition plus européenne et intégrant la filière hydraulique**

Le Panorama des EnR propose un ensemble d'indicateurs nationaux et régionaux mettant en évidence la contribution des énergies renouvelables à l'équilibre du système électrique, et illustrant certaines de leurs caractéristiques de variabilité et de foisonnement. Les chapitres éolien et photovoltaïque identifient également les évolutions technologiques concernant ces filières et présente les outils mis en œuvre pour assurer leur intégration dans le système électrique.

Réalisés par RTE en accord avec ERDF et l'ensemble des gestionnaires de réseaux de distribution, les « schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables » assurent aux énergies renouvelables un accès prioritaire aux réseaux. La mutualisation des coûts des ouvrages électriques à créer, tant sur le réseau de transport que dans les postes sources des gestionnaires du réseau de distribution, conforte les gestionnaires dans leur rôle de vecteur de la solidarité nationale. Cette édition du Panorama des énergies renouvelables propose un chapitre dédié à la compréhension de ces problématiques et à la mise en œuvre de ces schémas.

Avec plus de 25 400 MW installés en France, la filière hydraulique reste aujourd'hui la première des énergies électriques de source renouvelable. Afin de rendre compte de la part renouvelable du mix énergétique à l'échelle nationale et régionale, un ensemble d'indicateurs relatif à cette filière est proposé dans cette édition.

Participant à l'atteinte des objectifs baptisés « 3 fois 20 », le développement des nouvelles installations de production de source renouvelable s'inscrit résolument dans une perspective européenne. Cette nouvelle édition présente les principaux chiffres (capacité installée, production et taux de couverture de la consommation) des filières éolienne, photovoltaïque et hydraulique en Europe.

## **Une augmentation du nombre d'installations éoliennes et photovoltaïques raccordées au 1<sup>er</sup> semestre 2014**

Au premier semestre 2014, on constate une reprise des raccordements pour les filières éolienne et photovoltaïque. Après 3 années de baisse continue de la croissance du parc éolien, on dénombre près de 420 MW raccordés contre 248 MW pour le premier semestre 2013. On note également une relance de la croissance du parc photovoltaïque avec près de 400 MW raccordés au premier semestre 2014. Les parcs éolien et photovoltaïque au 30 juin 2014 s'élèvent respectivement à 8 575 MW et 4 763 MW.

Cette reprise, qui reste à confirmer, peut s'interpréter au regard des mesures prises pour simplifier les procédures administratives encadrant le développement de la filière éolienne et améliorer le cadre économique de la filière photovoltaïque. D'autres mesures sont également prévues dans le cadre du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte actuellement en examen au Parlement.

Pour répondre aux objectifs de la transition énergétique, les réseaux de transport et de distribution doivent s'adapter afin d'assurer l'intégration de la production de source renouvelable dans le système électrique. Or, l'incertitude juridique et la complexité administrative continuent de peser sur le développement du réseau de transport. De la décision à la construction d'une ligne haute tension, il peut s'écouler plus de dix ans dont l'essentiel est consacré aux procédures préalables, les travaux en eux-mêmes durant moins de deux ans. Dans ce contexte, il est nécessaire de rationaliser les procédures administratives pour le développement du réseau de transport d'électricité.

A l'heure où la France s'apprête à adopter la loi de transition énergétique pour la croissance verte, qui doit permettre à notre pays de disposer d'un mix énergétique composé de 32 % d'énergies renouvelables, le Panorama des énergies renouvelables se veut un outil d'accompagnement au service de toutes les parties prenantes.

# Note méthodologique

## **Périmètre et source des données**

Le Panorama des énergies renouvelables fournit un ensemble d'indicateurs et de graphiques relatifs à l'électricité de source renouvelable produite en France métropolitaine, ainsi que les principaux indicateurs pour les pays européens dont les gestionnaires de réseau sont membres de l'ENTSO-E<sup>(\*)</sup>.

Les informations relatives à la France continentale sont issues des systèmes d'informations de RTE, d'ERDF et l'ADEEF. Celles relatives à la Corse sont construites à partir de données d'EDF-SEI.

Les informations publiées portant sur un grand nombre d'installations de production nécessitent une période de consolidation au cours de laquelle elles sont susceptibles d'être corrigées. Les informations publiées dans cette édition du Panorama sont construites à partir de données arrêtées à la date du 18 août 2014.

Les indicateurs et graphiques portant sur l'Europe sont réalisés sur la base des données disponibles sur le site de l'ENTSO-E et sont relatifs à l'année 2013.

## **Informations commercialement sensibles**

La publication de données statistiques de l'électricité est soumise à un encadrement juridique national et européen. Ces règles définissent les informations commercialement sensibles, soumises au secret statistique. Afin de respecter ces règles, les gestionnaires de réseau ne publient que des données agrégées. Pour être rendue publique, une donnée agrégée doit concerner a minima trois acteurs, et aucun des acteurs ne doit représenter plus de 85 % de la donnée.

## **Part renouvelable de la production hydraulique**

Au titre de la réglementation en vigueur<sup>(\*\*)</sup>, seule une part de la production hydraulique produite par des installations turbinant de l'eau remontée par pompage est considérée comme renouvelable. Elle correspond à la production totale de ce type d'installations diminuée du produit de la consommation du pompage par un rendement normatif de 70 %.

A l'exception du paragraphe relatif aux données européennes, le document considère exclusivement la part renouvelable de la production hydraulique.

(\*) ENTSO-E est l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité. Cette association regroupe 41 gestionnaires de réseau de 34 pays.  
<https://www.entsoe.eu/data/Pages/default.aspx>

(\*\*) Arrêté du 8 novembre 2007 pris en application de l'article 2 du décret n°2006-1118 du 5 septembre 2006 relatif aux garanties d'origine de l'électricité produite à partir de source renouvelable.

# LA FILIÈRE ÉOLIENNE AU PREMIER SEMESTRE 2014



## **1. Chiffres clefs et actualités de la filière**

1.1. Chiffres clefs.....	3
1.2. Actualités.....	3

## **2. Le parc éolien en France**

2.1. Parc éolien raccordé au 30 juin 2014 .....	4
2.2. Répartition régionale du parc éolien .....	5
2.3. Les technologies de production éolienne .....	9

## **3. Les perspectives de croissance du parc éolien**

3.1. File d'attente de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution .....	11
3.2. File d'attente par rapport aux objectifs nationaux et régionaux.....	12

## **4. La production éolienne dans l'équilibre offre-demande**

4.1. Production et facteur de charge du parc éolien .....	14
4.2. Répartition régionale de la production et du facteur de charge .....	16
4.3. Participation à la couverture de la consommation .....	20
4.4. Une production variable avec de fortes disparités régionales .....	22
4.5. La maîtrise des flux de production éolienne dans le système électrique .....	23

## **5. Principaux chiffres de la filière éolienne en Europe .....**

24

# 1. Chiffres clefs et actualités de la filière

## 1.1. Chiffres clefs

### Installations éoliennes raccordées au 30 juin 2014

- Le parc éolien raccordé représente une puissance de **8 575 MW** dont **414 MW** sur le réseau de RTE, **7 709 MW** sur le réseau d'ERDF et **434 MW** sur les réseaux des ELD ;
- Le parc éolien raccordé depuis fin décembre 2013 progresse de **418 MW**. Ce volume raccordé au premier semestre 2014 représente une progression de **5 %**.

### File d'attente de raccordement au 30 juin 2014

- La file d'attente de raccordement des installations éoliennes en France continentale est de **9 805 MW** au 30 juin 2014 contre 10 285 MW au 31 décembre 2013 ;

- La file d'attente de raccordement sur le réseau de RTE est de 4 743 MW (dont 3 123 MW d'installations éoliennes offshore) ;
- La file d'attente sur les réseaux de distribution est de 5 062 MW au 30 juin 2014 (dont 4 484 MW sur le réseau d'ERDF et 578 MW sur les réseaux des ELD).

### Production éolienne du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014

- La production éolienne du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 s'élève à **17,5 TWh**, soit une progression de 12 % par rapport à la période précédente ;
- Le facteur de charge moyen mensuel pour la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 est de **25 %** ;
- Le taux moyen de couverture de la consommation par la production éolienne est de **3,7 %** pour la période.

## 1.2. Actualités

La loi n°2013-312 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, dite « Loi Brottes », est entrée en vigueur le 17 avril 2013. Elle prévoit plusieurs dispositions visant à simplifier le cadre législatif de l'éolien. Parmi les mesures les plus importantes, figurent :

- La suppression du dispositif des zones de développement de l'éolien. A l'intérieur de ces zones, les projets éoliens avaient droit à l'obligation d'achat. Ce dispositif s'est avéré lourd et source de contentieux ;
- La suppression de la règle des 5 mâts qui imposait pour tout nouveau parc d'être constitué d'au moins 5 éoliennes ;
- La création d'un lien de prise en compte du SRE (Schéma Régional Eolien) par l'autorisation ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement) afin de redonner un rôle de planification au SRE ;
- La possibilité d'implanter des éoliennes, après autorisation, qui ne se situent pas en continuité d'urbanisation dans les communes des DOM soumises à la loi Littoral ;
- La possibilité de faire passer, après autorisation, des câbles électriques nécessaires au raccordement des énergies renouvelables (notamment les câbles de raccordement des installations de production d'énergie marine) dans les espaces remarquables du littoral.

Par ailleurs, dans le cadre de la loi du 2 janvier 2014 habilitant le Gouvernement à simplifier et sécuriser la vie des entreprises, des procédures simplifiées innovantes sont expérimentées depuis mars 2014 dans plusieurs régions, avant leur probable extension à tout le territoire, selon la volonté de la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. En particulier, une procédure d'autorisation unique doit permettre d'accélérer les délais d'instructions des dossiers.

D'autres dispositions réglementaires devraient prochainement entrer en vigueur et permettre davantage de simplification administrative.

D'autre part, quelques jours après l'annulation par le Conseil d'Etat, de l'arrêté tarifaire éolien de 2008, la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a signé le 5 juin 2014 le nouvel arrêté tarifaire éolien (arrêté du 17 juin 2014), ultime étape ayant marqué la fin d'une très longue période d'incertitudes pour la filière éolienne et le mécanisme d'obligation d'achat tel qu'il existe France – et dans de nombreux autres pays européens. Cette mesure encourageante a permis la remise en place d'un cadre économique stable pour la filière.

L'ensemble de ces mesures est de nature à redynamiser la filière éolienne qui connaît, depuis 2011, un fort ralentissement.

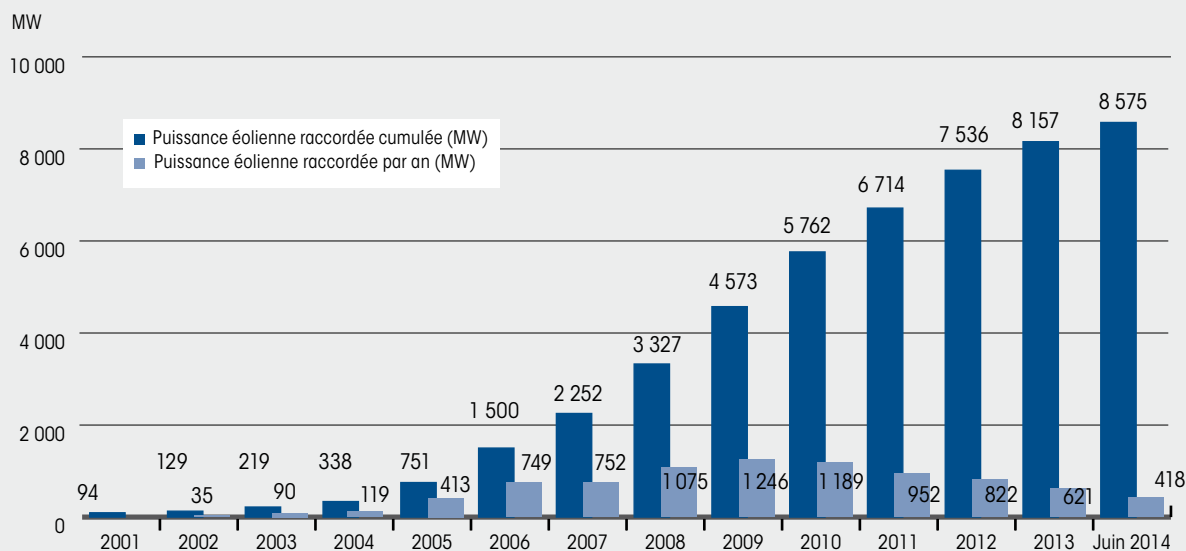
## 2. Le parc éolien en France

### 2.1. Parc éolien raccordé au 30 juin 2014

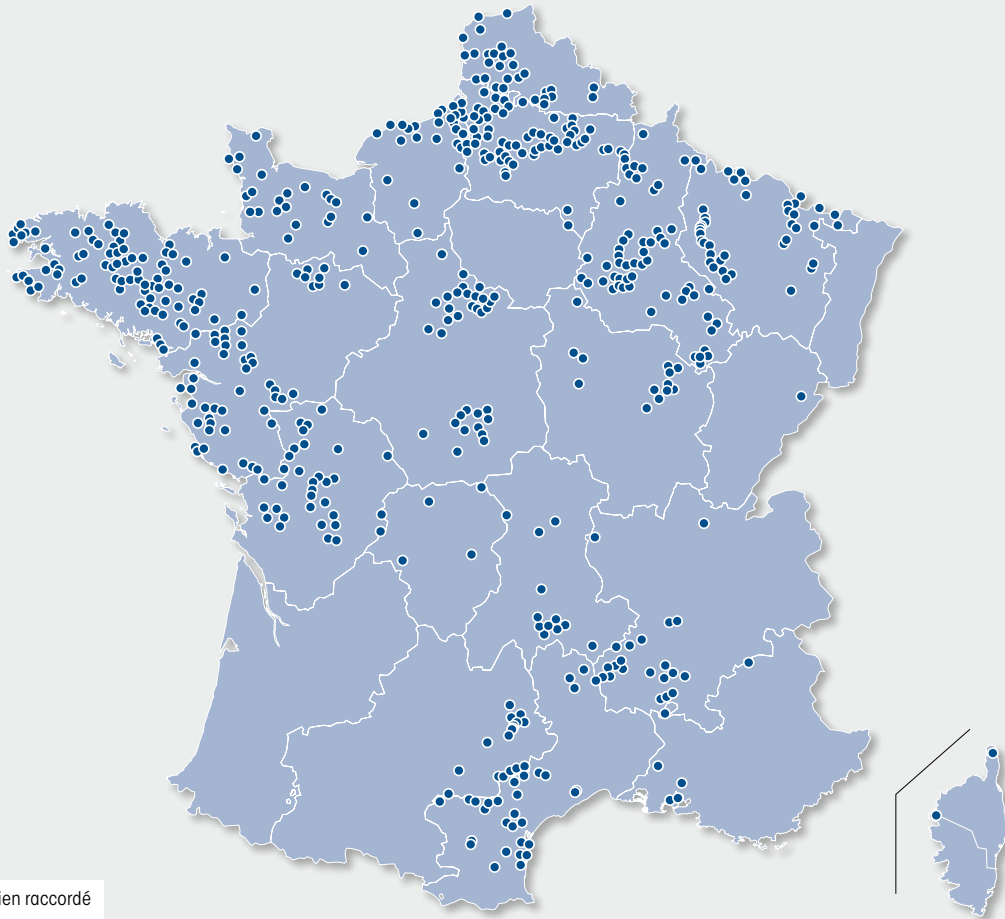
La puissance éolienne raccordée aux réseaux électriques au 31 décembre 2013 est de 8 575 MW dont 414 MW pour le réseau de RTE, 7 709 MW pour le réseau d'ERDF, 434 MW pour les réseaux des ELD et 18 MW sur le réseau d'EDF-SEI en Corse. Le parc éolien

est en progression de 5 % au premier semestre de l'année 2014 avec 418 MW nouvellement raccordés contre 248 MW au premier semestre 2013.

Evolution de la puissance éolienne raccordée depuis 2001



## Parcs éoliens raccordés en France métropolitaine au 30 juin 2014

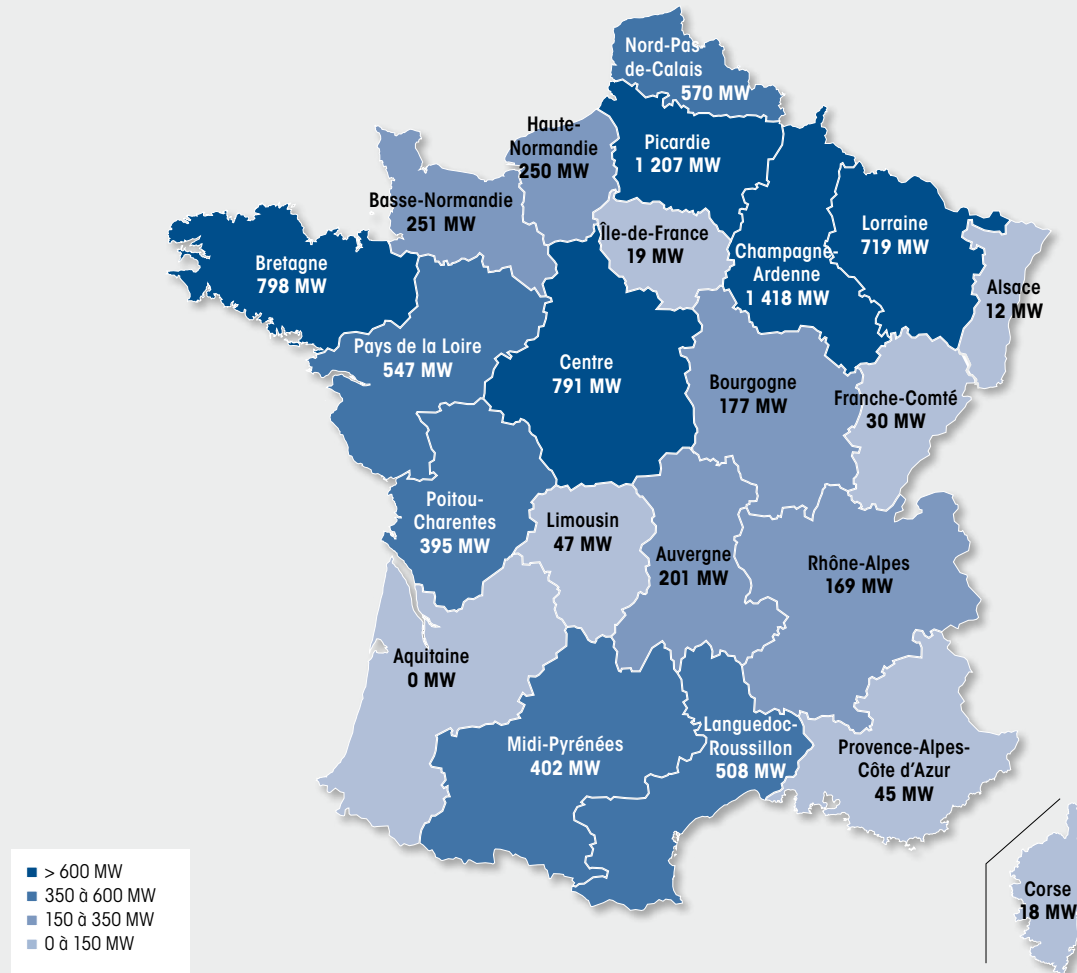


## 2.2. Répartition régionale du parc éolien

Cinq régions (Champagne-Ardenne, Picardie, Bretagne, Centre et Lorraine) dotées de plus de 700 MW chacune représentent 57 % du parc total installé en France métropolitaine. Champagne-Ardenne reste la région qui dispose du parc éolien le plus important avec 1 418 MW, suivie par la Picardie avec 1 207 MW. A l'inverse, six régions de France métropolitaine possèdent un parc éolien inférieur à 50 MW et totalisent moins de 2 % des capacités raccordées.

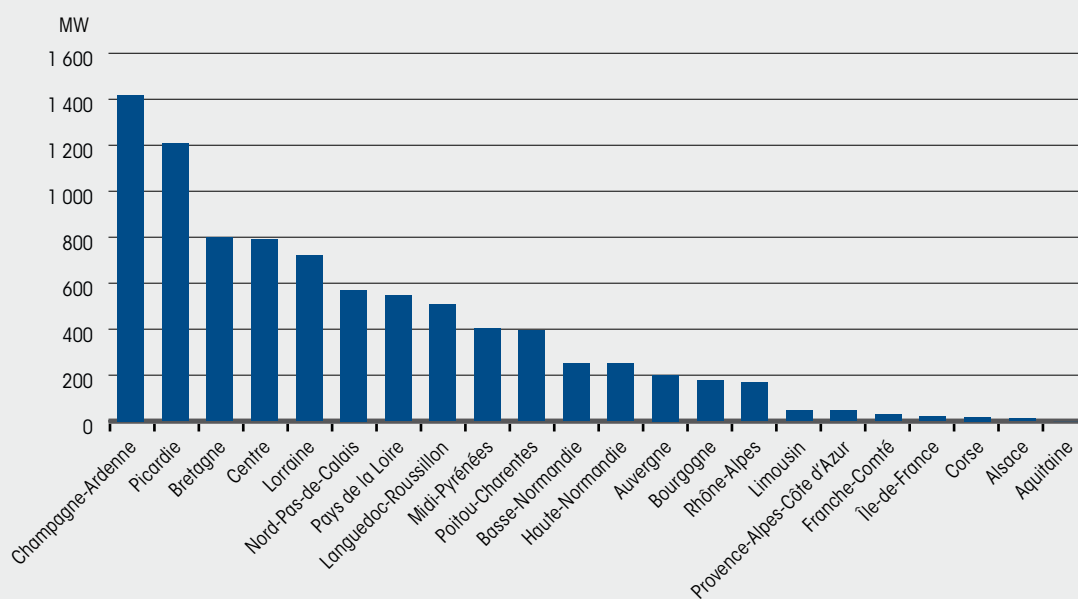
Trois régions ont connu une croissance de leur parc éolien supérieure à 50 MW au cours du premier semestre de l'année. Champagne-Ardenne a connu la croissance la plus importante avec 136 MW de capacités éoliennes supplémentaires. Suivent les régions Picardie et Poitou-Charentes avec chacune 55 MW de puissances supplémentaires par rapport au 31 décembre 2013. Ces trois régions concentrent 58 % des capacités raccordées au cours du premier semestre. A l'inverse, les régions Rhône-Alpes et Ile-de-France n'ont pas accueilli de nouvelles puissances depuis 2011 et l'Aquitaine ne dispose d'aucun parc éolien.

## Parc éolien raccordé par région au 30 juin 2014

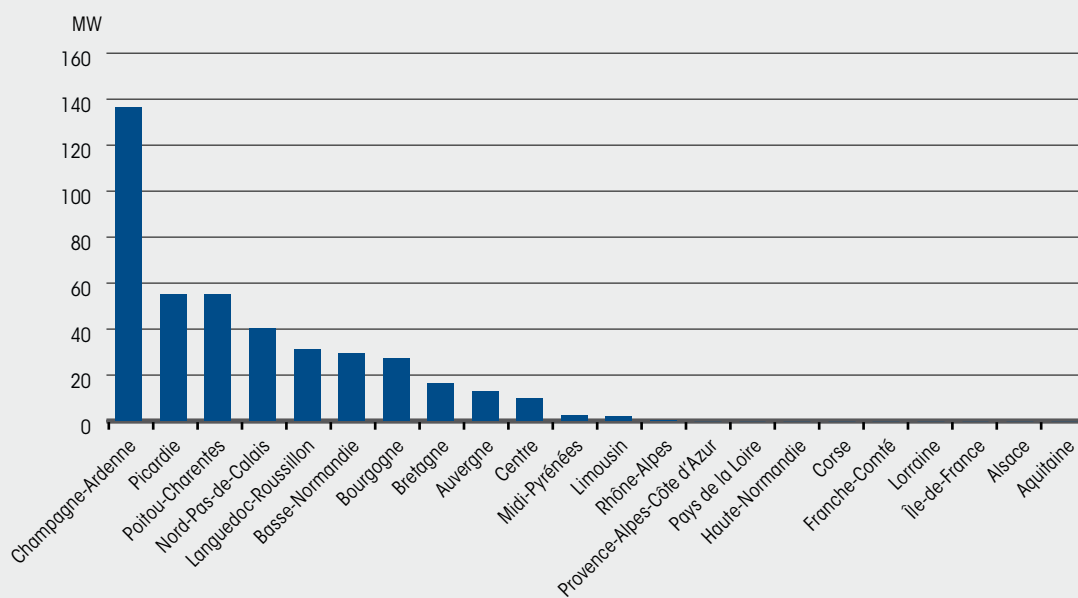




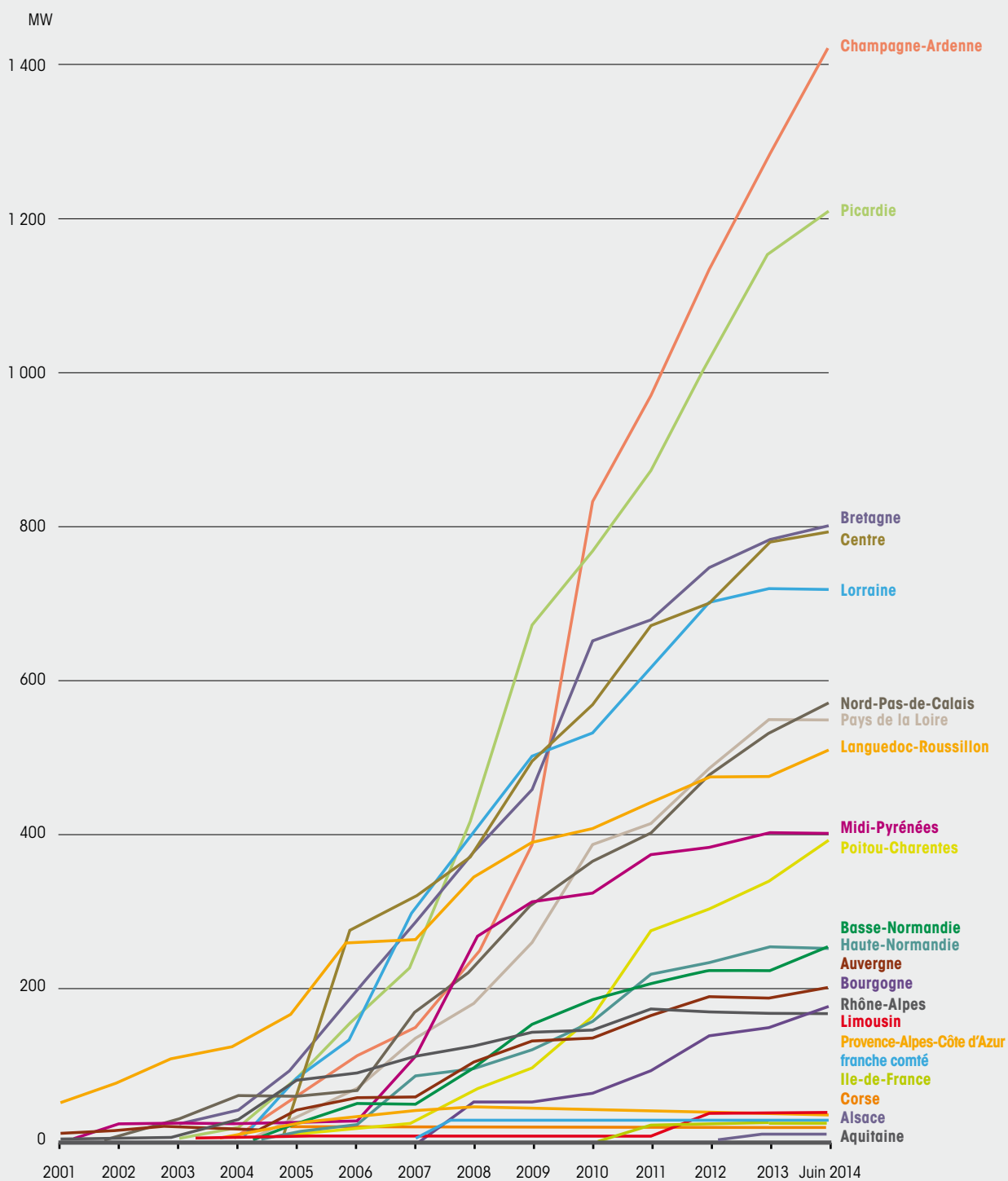
### Répartition régionale des puissances éoliennes cumulées au 30 juin 2014



### Répartition régionale des nouvelles puissances éoliennes raccordées au premier semestre 2014

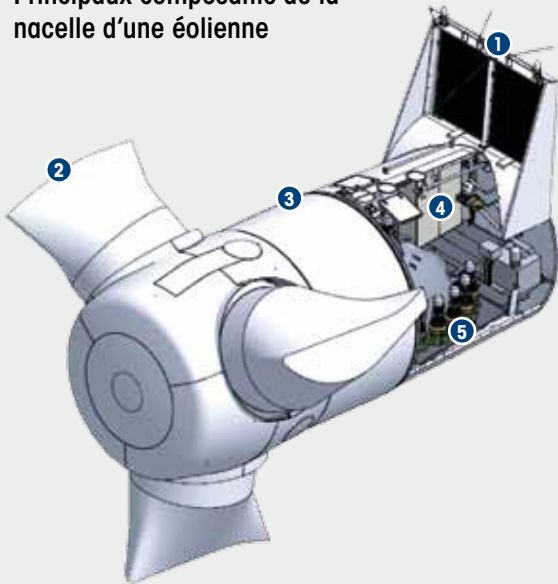


### Evolution de la puissance éolienne raccordée par région depuis 2001



## 2.3. Les technologies de production éolienne

### Principaux composants de la nacelle d'une éolienne



1. Anémomètre - 2. Pales - 3. Générateur - 4. Armoire de commande  
5. Dispositif d'orientation

© Siemens

### Caractéristiques et fonctionnement d'une éolienne

La technologie éolienne transforme l'énergie du vent en énergie électrique. Le vent met en mouvement le rotor permettant sa transformation en énergie mécanique. La vitesse de rotation de l'arbre entraîné par le mouvement des pales (5 à 15 tours par minute) est accélérée par un multiplicateur (technologie asynchrone). Cette énergie mécanique est transmise au générateur qui la transforme en énergie électrique. Dans le cas d'un générateur synchrone, l'énergie mécanique est directement transmise au générateur sans passer par un multiplicateur.

L'électricité produite par une éolienne transite par un transformateur situé dans la nacelle ou au pied du mât qui en élève la tension.

Un parc éolien est constitué de plusieurs aérogénérateurs, espacés de plusieurs centaines de mètres, connectés entre eux par un réseau interne souterrain et raccordés au réseau public par l'intermédiaire d'un poste de livraison.

S'agissant de l'évolution des caractéristiques des machines, si au début des années 2000, la hauteur moyenne des mâts installés en France se situait aux environs de 50 mètres<sup>(\*)</sup>, ce chiffre a régulièrement évolué pour atteindre 90 mètres<sup>(\*)</sup> en moyenne aujourd'hui. Le diamètre du rotor dépend quant à lui de la technologie de chaque aérogénérateur, mais également d'une adaptation des pales aux conditions de vent propres à chaque site (pour un site peu venté, on utilisera des pales d'une surface importante afin de capter le maximum de puissance).

### Technologies de production

Les turbines actuellement proposées sur le marché se répartissent en deux grandes familles suivant l'architecture de leur système de production : celles équipées d'un générateur asynchrone (environ 80 % du marché<sup>(\*)</sup>), et celles équipées d'un générateur synchrone (environ 20 % du marché<sup>(\*)</sup>). Ces derniers modèles sont généralement dépourvus de multiplicateurs mais une gamme de générateurs synchrones équipés de multiplicateurs tend à se développer.

### Puissance des éoliennes

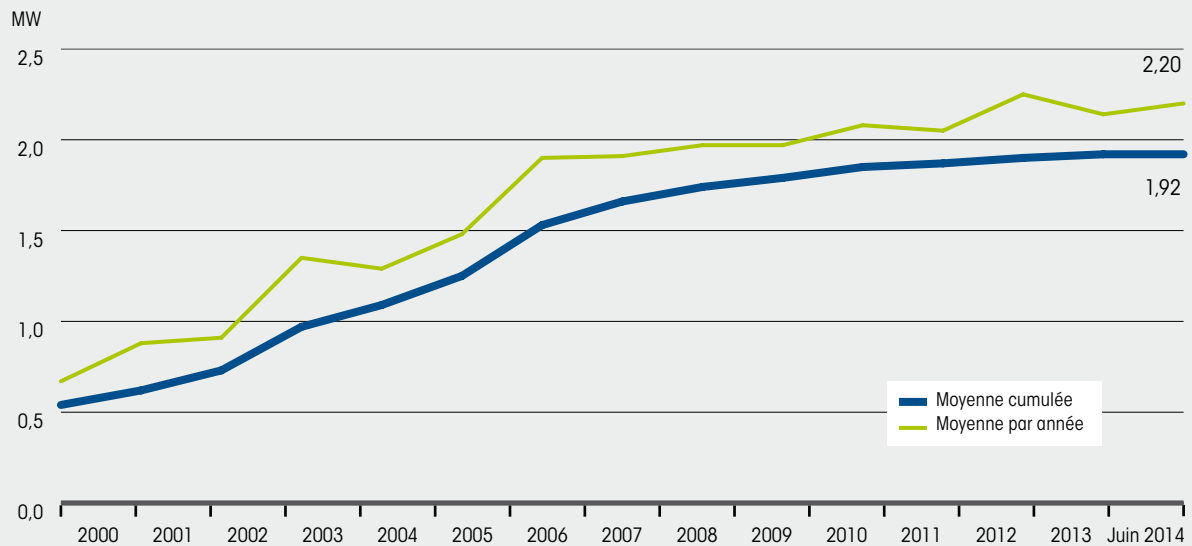
Les éoliennes installées aujourd'hui sont généralement d'une puissance de 2 à 3 MW en éolien terrestre et de 6 MW ou plus en éolien offshore. Cette puissance unitaire a été en augmentation constante au cours des dernières années en raison des avancées technologiques qu'a connues la filière. Les éoliennes installées sont ainsi passées d'une puissance de moins d'1 MW au début des années 2000 à près de 2,2 MW en moyenne aujourd'hui.

Plusieurs modèles de turbines actuellement commercialisées dépassent les 3 MW unitaires. On pourrait ainsi s'attendre à une poursuite de l'augmentation de la puissance moyenne des éoliennes dans les prochaines années. Néanmoins, les contraintes de transport et d'installation d'éoliennes de grande dimension pourraient atténuer cette tendance.

On assiste également à un développement des gammes d'éoliennes équipées d'un rotor (pales) de diamètre de plus en plus important par rapport à leur puissance nominale, en raison des progrès technologiques liés à la fabrication des pales, et de la demande concernant l'équipement de sites plus faiblement ventés.

(\*) Source SER

### Evolution de la puissance unitaire moyenne des installations éoliennes



Source : SER

#### Raccordement d'un parc éolien

Les turbines éoliennes constituant le parc sont chacune équipées d'un transformateur qui élève la tension de sortie des générateurs, généralement de 400 ou 690 V, à une tension de niveau HTA (20 kV). Le réseau interne du parc éolien connecte les éoliennes du parc

entre elles jusqu'au point de livraison, interface entre l'installation de production et le réseau public. Dans le cas d'une installation de production raccordée au RPT, le réseau interne intègre un poste de transformation HTA/HTB permettant d'élever la tension au niveau de celle du réseau de transport.

# 3. Les perspectives de croissance du parc éolien

## 3.1. File d'attente de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution

La file d'attente de raccordement des installations éoliennes sur les réseaux de RTE, d'ERDF et des ELD est de 9 805 MW au 30 juin 2014. Elle est constituée de 4 743 MW de puissances en attente de raccordement sur le réseau de RTE, de 4 484 MW pour le réseau d'ERDF et de 578 MW pour les réseaux des ELD.

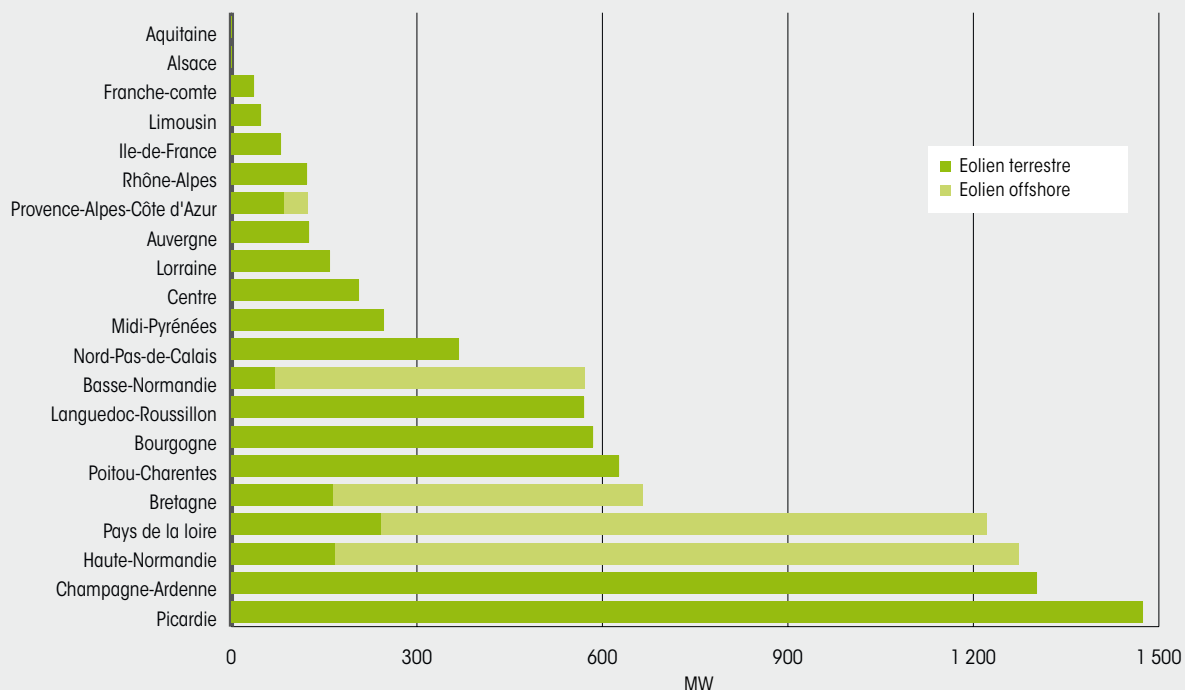
On note une baisse des volumes en file d'attente durant le premier semestre de l'année 2014. Elle s'explique par des abandons de projets d'installations d'éoliennes offshore. Les puissances éoliennes offshore en attente de raccordement s'élèvent au 30 juin 2014 à 3 123 MW contre 4 153 MW au 31 décembre 2013. Toutefois, cette

baisse de plus de 1 000 MW est compensée par une hausse des volumes éoliens terrestres en attente de raccordement sur le RPD.

### Evolution de la file d'attente (MW)

	File d'attente au 31 décembre 2013	File d'attente au 30 juin 2014
RPD	4 561	5 062
RPT	5 724	4 743
<b>Total</b>	<b>10 285</b>	<b>9 805</b>

### File d'attente de raccordement des projets éoliens, par région, au 30 juin 2014



Les données relatives à la file d'attente de la Corse ne sont pas disponibles

## 3.2. File d'attente par rapport aux objectifs nationaux et régionaux

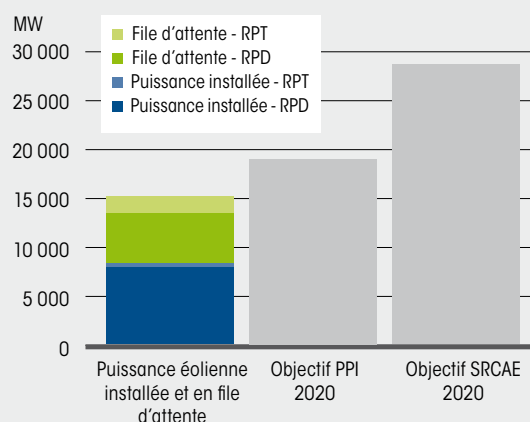
Depuis le début du développement de l'énergie éolienne en France, le rythme annuel des raccordements n'est pas suffisant pour atteindre les objectifs fixés à l'horizon 2020. Au premier semestre 2014, 418 MW ont été raccordés ; ce chiffre est très inférieur au 1 549 MW qu'il faudrait désormais raccorder annuellement pour atteindre l'objectif PPI à 2020 en matière d'éolien terrestre.

De même, un retard est constaté en matière d'éolien offshore par rapport à l'objectif PPI de 6 000 MW. A ce jour, il n'existe aucun parc éolien offshore en service et 3 123 MW sont actuellement en file d'attente. Parmi ces dernières, 2 928 MW sont issus des appels d'offres lancés en juillet 2011 et janvier 2013. Les premières installations devraient être mises en service entre 2017 et 2019.

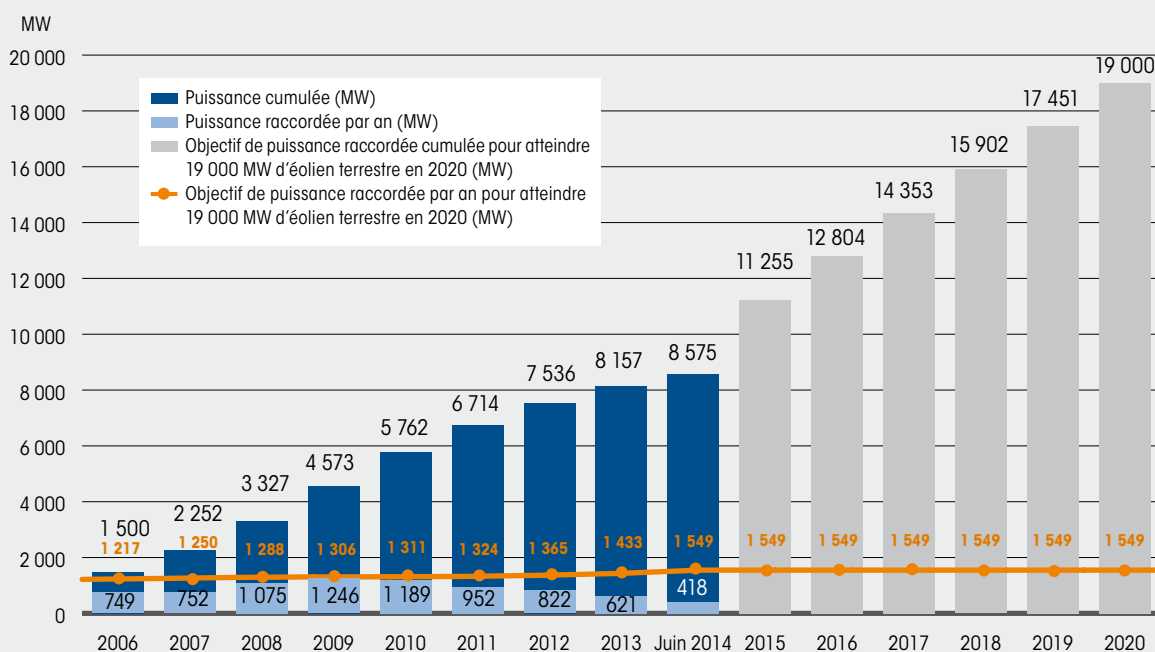
Au niveau régional, les objectifs de développement des énergies renouvelables sont fixés par les SRCAE. En matière d'éolien terrestre, ces objectifs régionaux contrastés sont liés en grande partie aux gisements de vent disponibles. Quatre régions affichent un objectif supérieur à 2 000 MW telles que Champagne-Ardenne et Picardie quand d'autres ont un objectif de quelques centaines de MW telles que l'Alsace et Ile-de-France avec respectivement 107 et 540 MW.

L'écart entre l'objectif régional et les capacités raccordées ou en file d'attente est variable d'une région à l'autre. Les capacités raccordées et en file d'attente représentent 95 % de l'objectif SRCAE en Champagne-Ardenne alors que ce taux est de 0 % en Aquitaine.

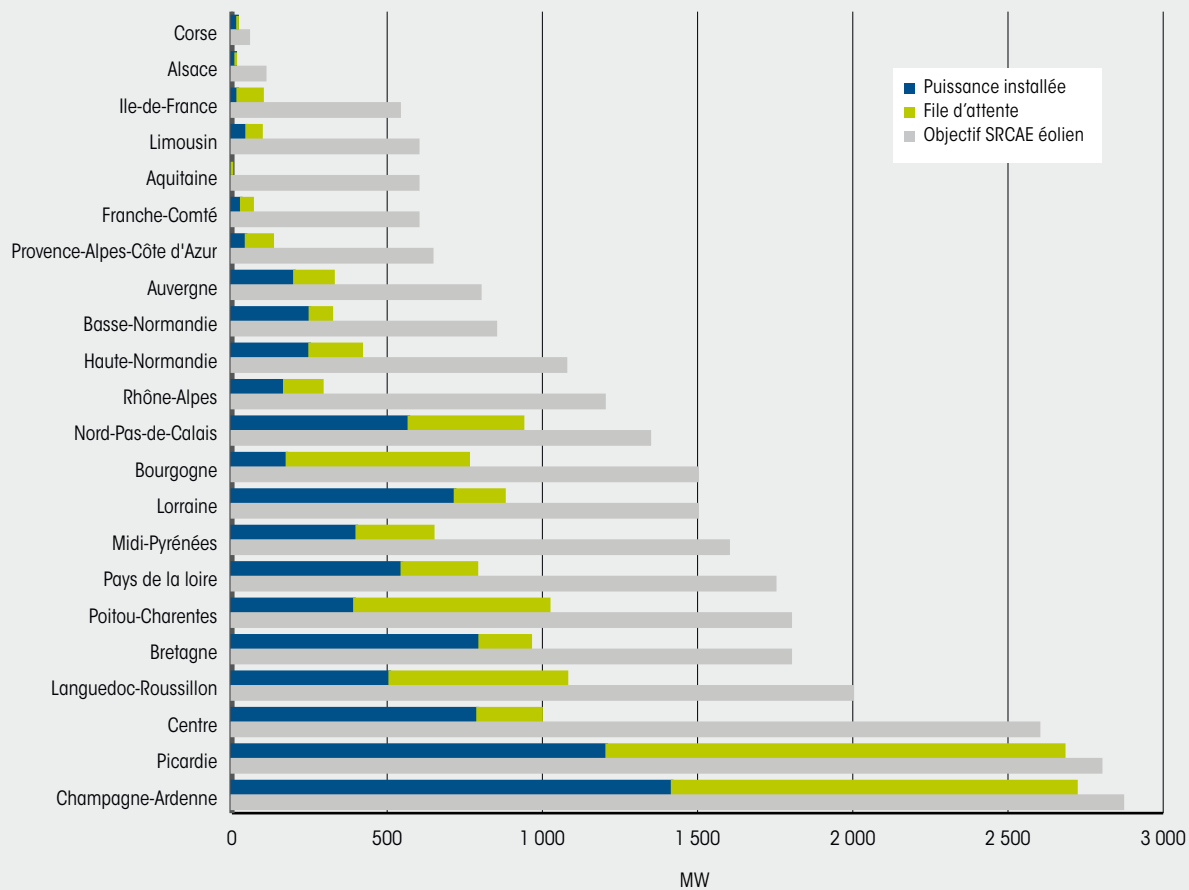
**Puissance éolienne raccordée, en file d'attente au 30 juin 2014, objectifs SRCAE et PPI**



**Evolution des puissances éoliennes raccordées par rapport aux objectifs de 2020**



### File d'attente de raccordement des installations éoliennes, par région, au 30 juin 2014



Les données relatives à la file d'attente de la Corse ne sont pas disponibles

# 4. La production éolienne dans l'équilibre offre-demande

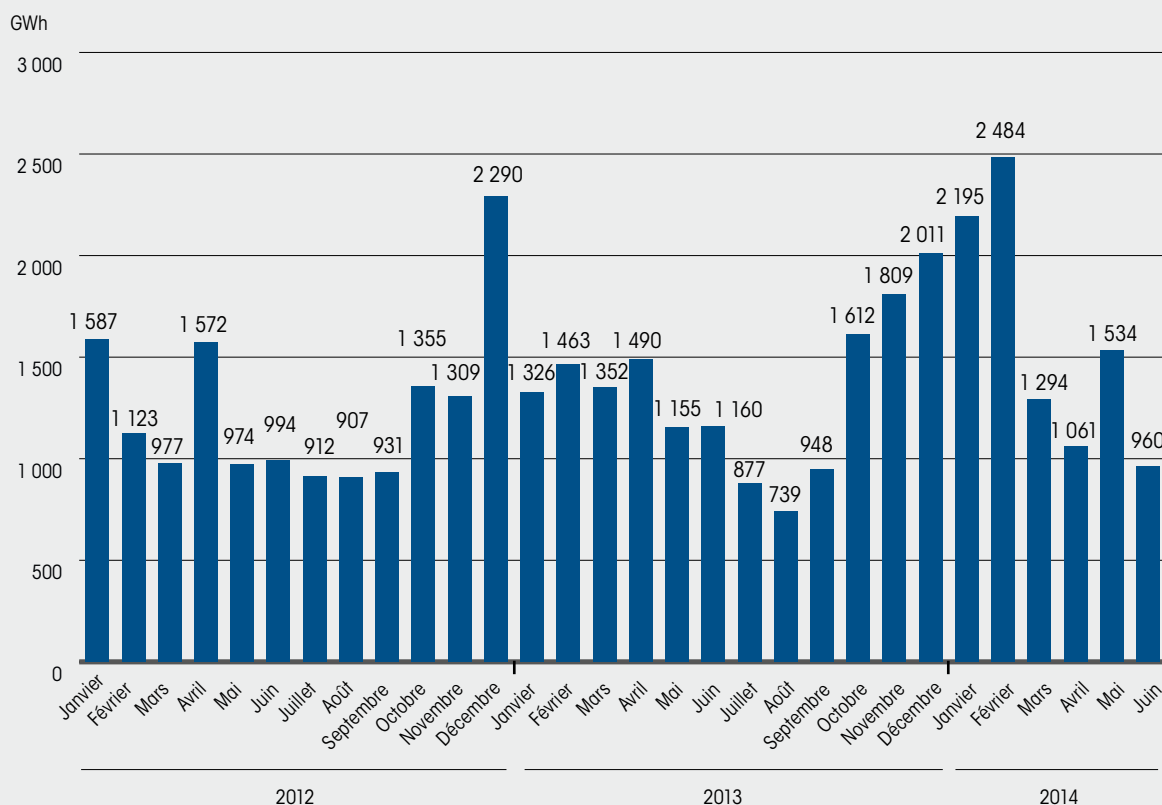
## 4.1. Production et facteur de charge du parc éolien

La production éolienne du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 est de 17,5 TWh, soit une progression de 12 % par rapport à la période précédente. La production éolienne durant l'année a varié entre une puissance maximum de 6 531 MW (le 23 décembre 2013 à 21h) et un minimum de 50,7 MW (le 22 juillet 2013 à 12h).

Le facteur de charge moyen mensuel pour la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 est de 25 % contre 24 % pour la

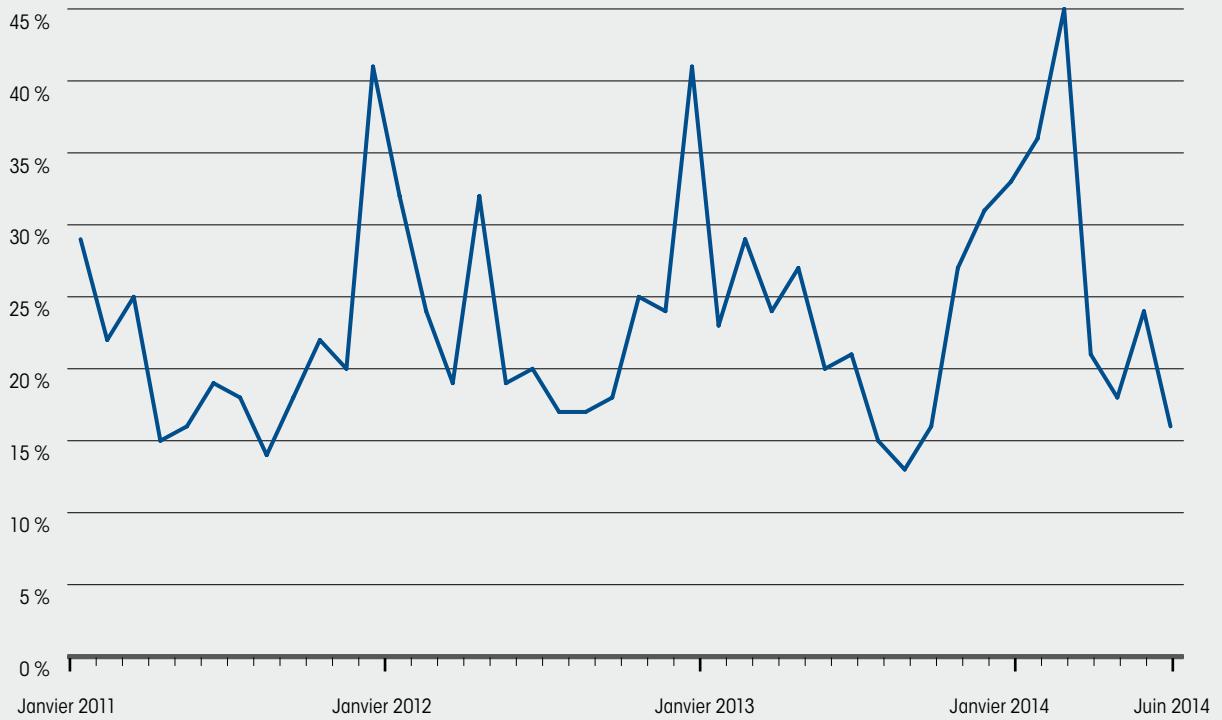
période précédente. L'observation des facteurs de charge moyens mensuels depuis 2011 révèle que ceux-ci varient entre un maximum de 45 % (février 2014) et un minimum de 13 % (août 2013). On remarque également que le facteur de charge est plus élevé durant les mois d'hiver. Il est passé de 15 % au troisième trimestre de l'année 2013 à 34 % au premier trimestre de l'année 2014.

Production éolienne mensuelle depuis 2012

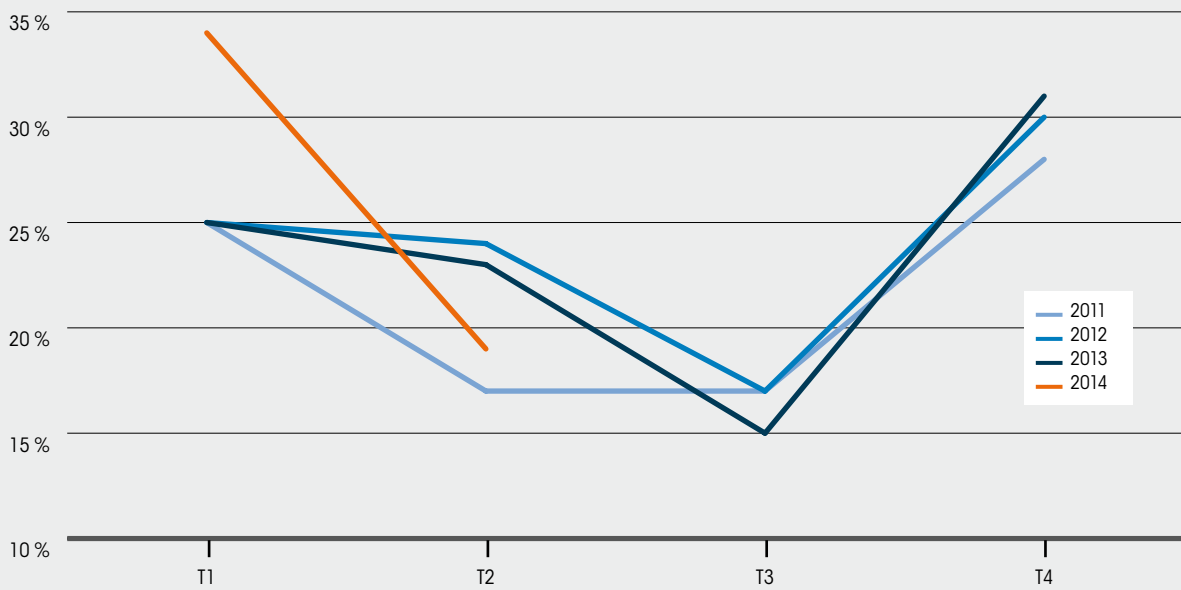




**Facteur de charge mensuel moyen depuis 2011**



**Facteur de charge trimestriel moyen depuis 2011**



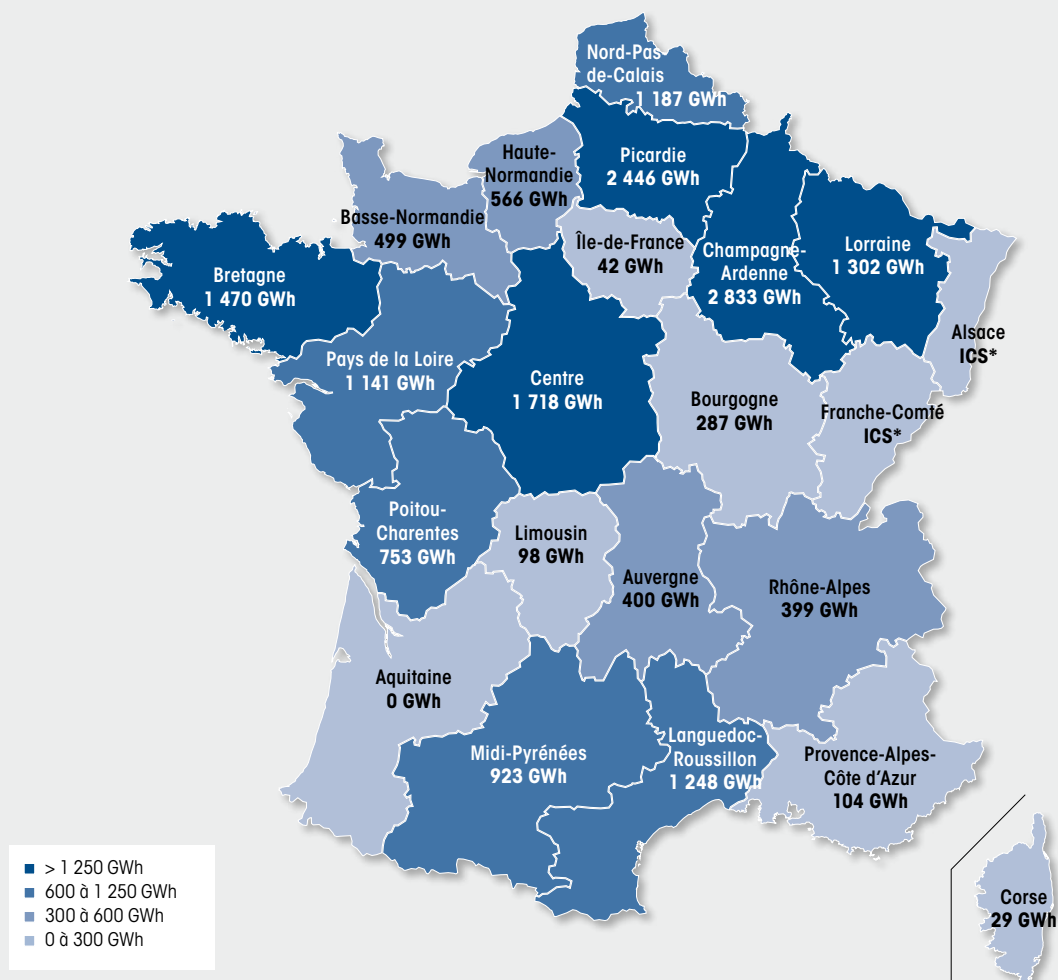
## 4.2. Répartition régionale de la production et du facteur de charge

Cinq régions contribuent à plus de 55 % de la production éolienne de France métropolitaine : la Champagne-Ardenne (2 833 GWh), la Picardie (2 446 GWh), le Centre (1 718 GWh), la Bretagne (1 470 GWh) et la Lorraine (1 302 GWh).

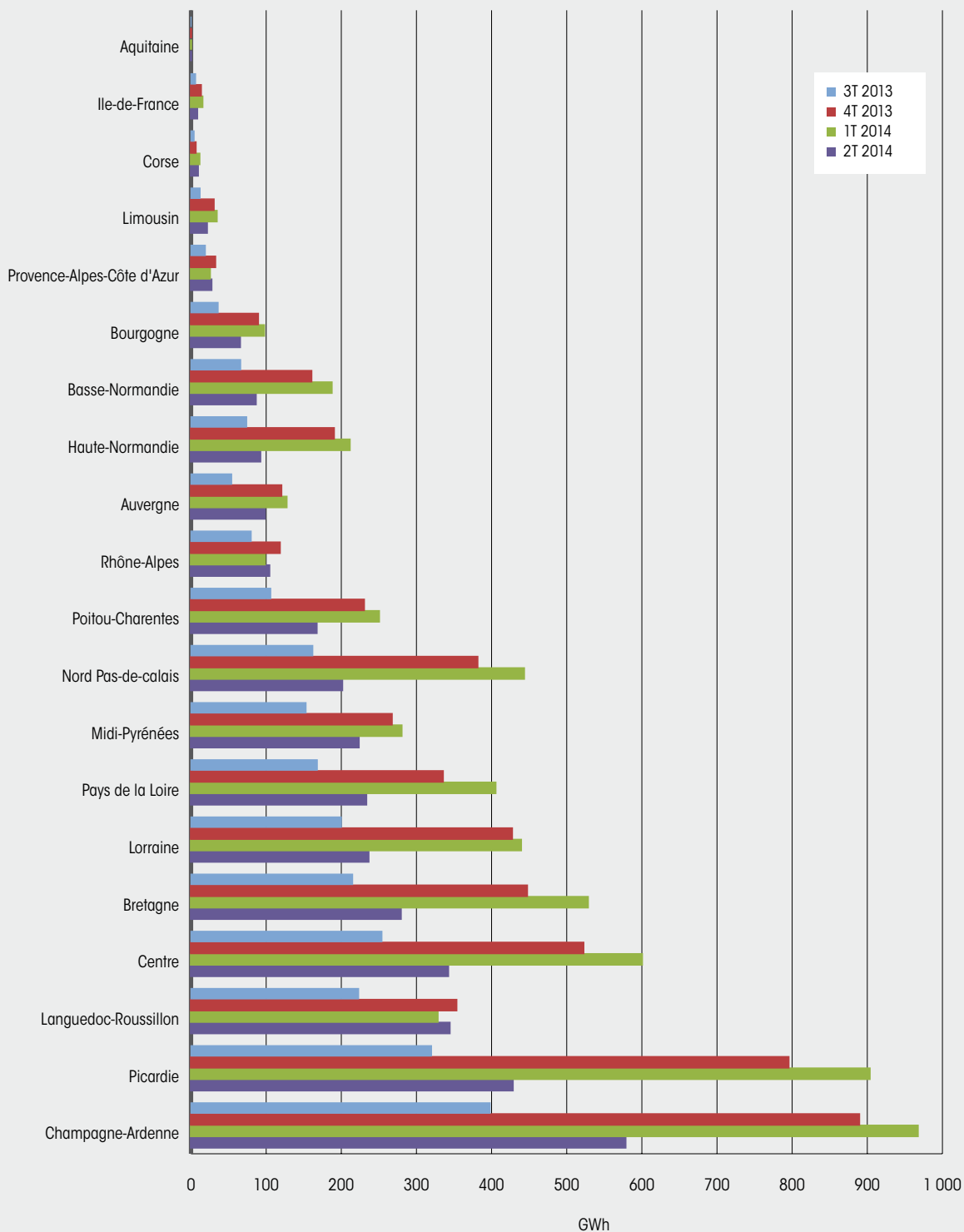
Les facteurs de charge régionaux moyens par trimestre témoignent

d'un écart important entre le troisième trimestre de l'année 2013 entre janvier et juin, et les trois trimestres suivants. Ainsi, les facteurs de charge régionaux du troisième trimestre de l'année 2013 oscillent entre 11 et 21 % alors qu'ils varient entre 26 et 39 % pour le premier trimestre de l'année 2014.

Production éolienne par région du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014

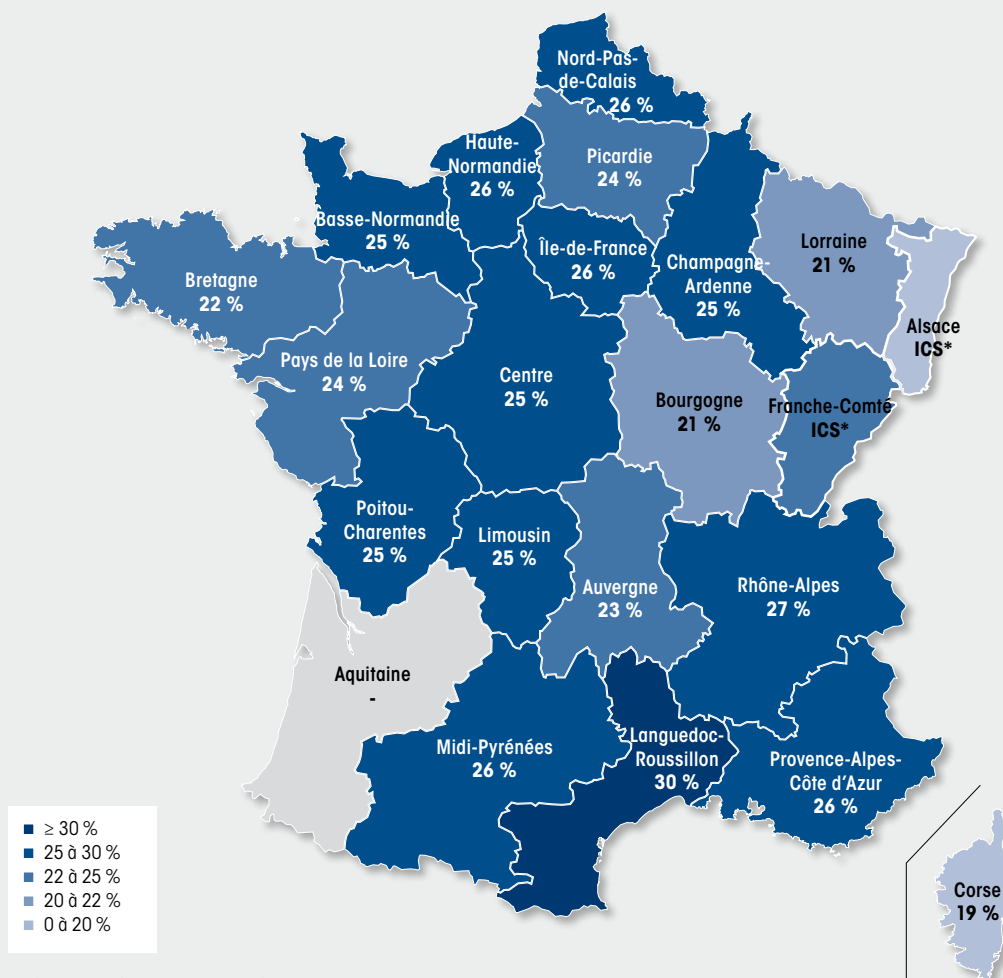


## Production éolienne trimestrielle du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



Les données relatives à la production éolienne en Alsace et en Franche-Comté relèvent d'informations commercialement sensibles.

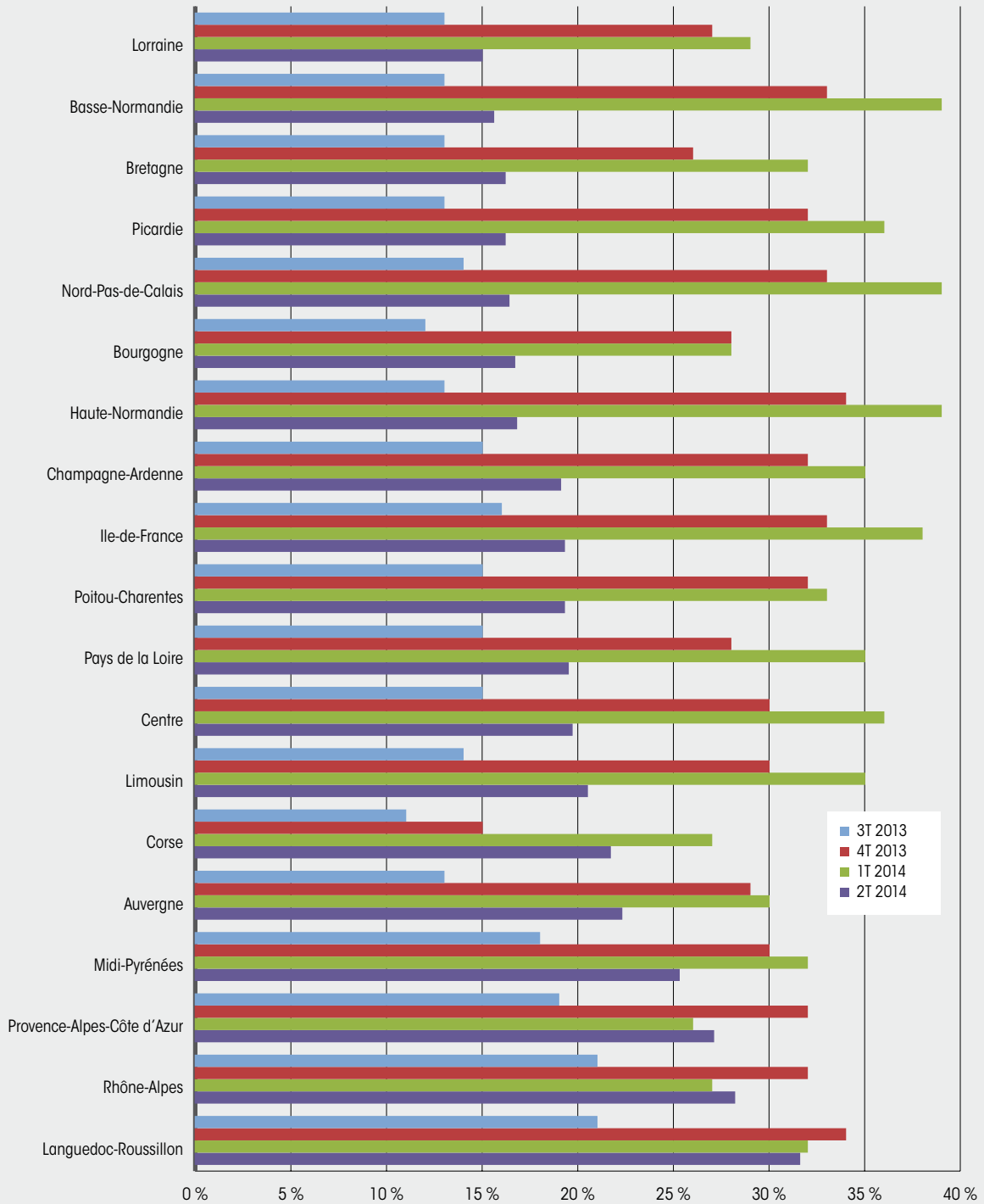
## Facteur de charge éolien moyen du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



\* Informations Commercialement Sensibles

*L'Aquitaine ne disposant pas de parc éolien, le facteur de charge ne peut pas être calculé.*

### Facteur de charge éolien trimestriel du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



Les données relatives au facteur de charge en Alsace et en Franche-Comté relèvent d'informations commercialement sensibles. L'Aquitaine ne disposant pas de parc éolien, le facteur de charge ne peut pas être calculé.

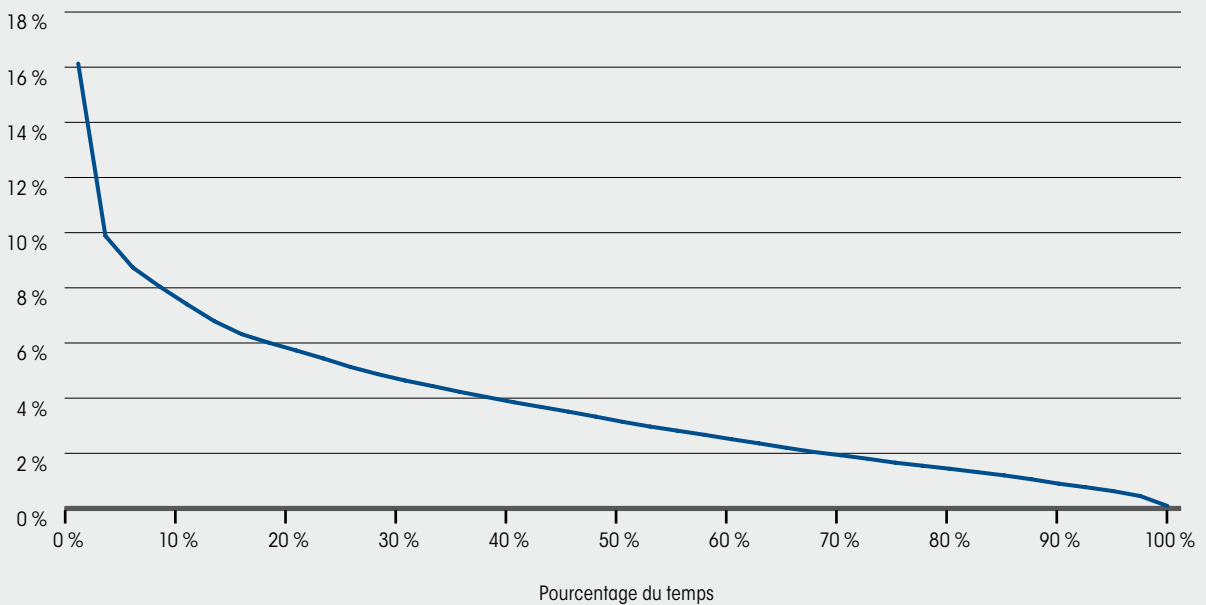
## 4.3. Participation à la couverture de la consommation

Le taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne a été en moyenne de 3,7 % du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014. Ce taux a atteint 16 % le 27 octobre à 5h avec une production éolienne de 5 505 MW et une consommation de 34 129 MW.

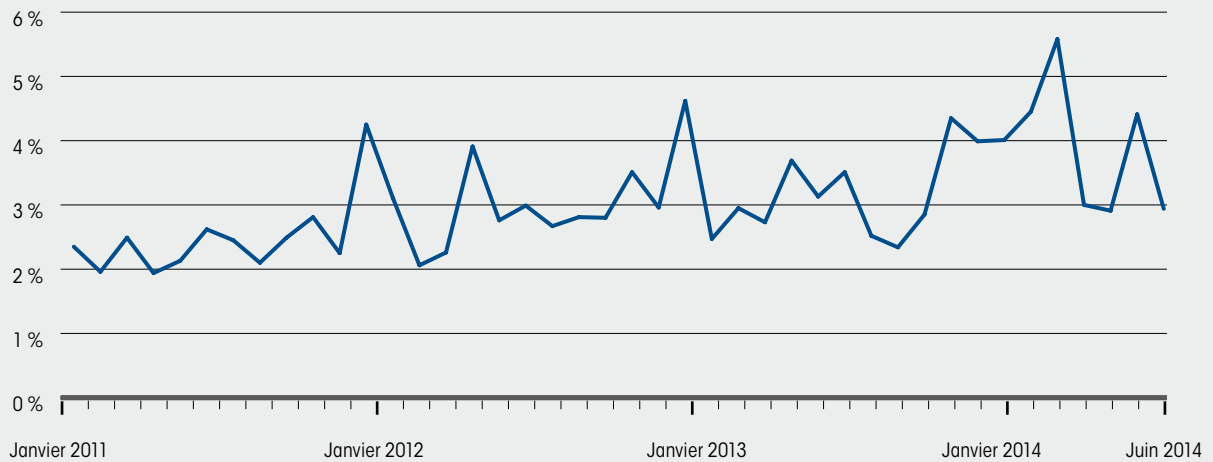
La production éolienne du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 a couvert plus d'un quart de la consommation en Champagne-Ardenne et plus de 5 % de la consommation dans cinq autres régions.

### Répartition du taux de couverture de la consommation par la production éolienne du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014

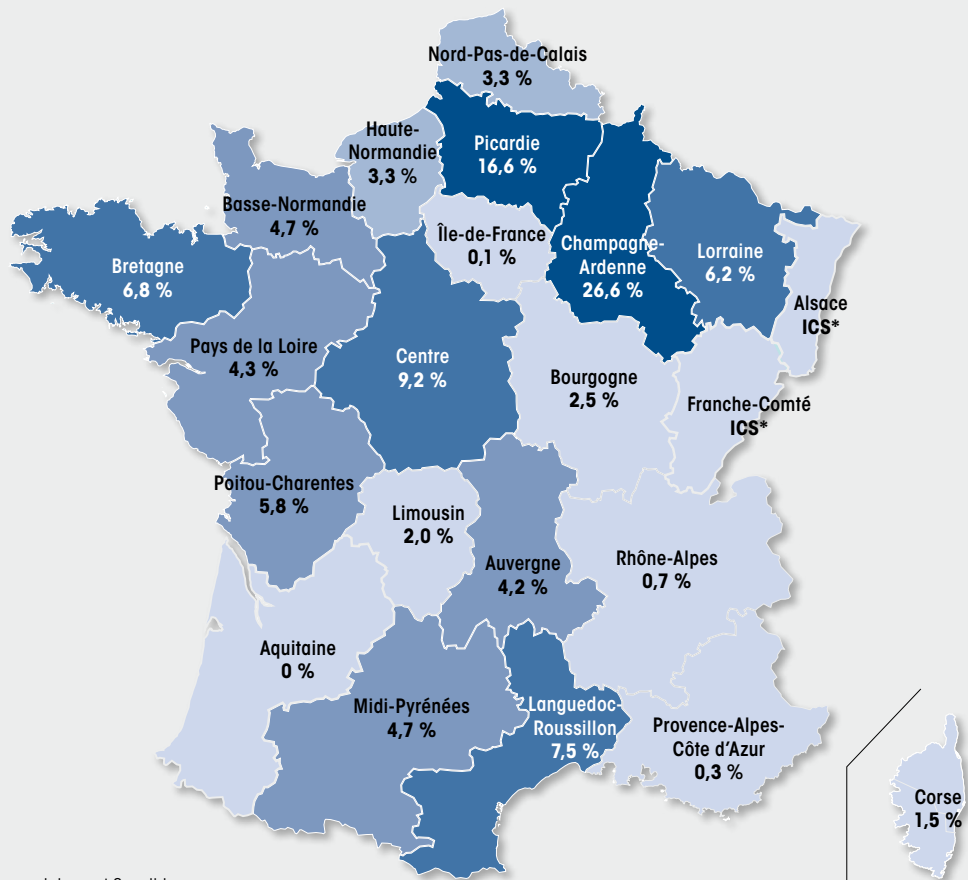
Taux de couverture de la consommation



### Taux de couverture mensuel moyen depuis 2011



### Taux de couverture moyen de la consommation par la production éolienne du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



## 4.4. Une production variable avec de fortes disparités régionales

Contrairement à la production de la filière photovoltaïque, il n'existe pas de profil journalier type de production éolienne, que ce soit à l'échelle nationale ou régionale. La production éolienne peut être stable au cours d'une journée ou connaître une grande variabilité. Néanmoins le profil de production annuel de la filière éolienne est similaire d'une année sur l'autre : la production est généralement plus élevée durant les mois les plus froids (voir paragraphe 4.2).

### De fortes variations de la production éolienne au cours d'une journée

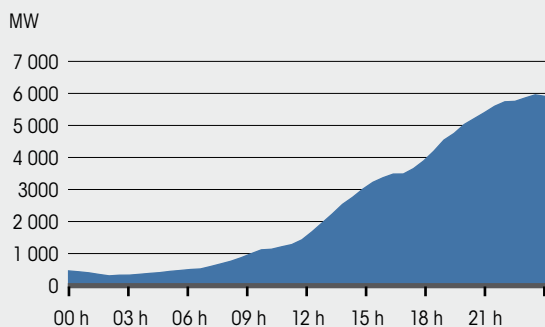
La production injectée sur le réseau peut varier fortement d'un jour à l'autre, mais également au sein d'une même journée. Les

volumes journaliers produits sont compris entre 6 531 MW et 51 MW du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014.

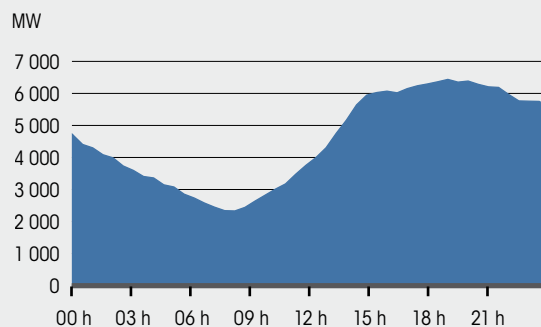
La puissance de production éolienne peut varier de plusieurs milliers de MW en quelques heures. Ainsi, le 31 janvier 2014, la puissance de production éolienne a connu une progression continue et importante passant de 308 MW à 2h30, à 5 886 MW à 23h30 (voir graphique ci-dessous).

De même, la production éolienne du 26 janvier a connu d'importantes variations, tout d'abord une diminution de la puissance de plus de 2 000 MW en début de journée, puis une croissance rapide jusqu'à 6 400 MW à 19h00.

Production éolienne le 31 janvier 2014



Production éolienne le 26 janvier 2014



### Des productions éoliennes régionales décorrélées

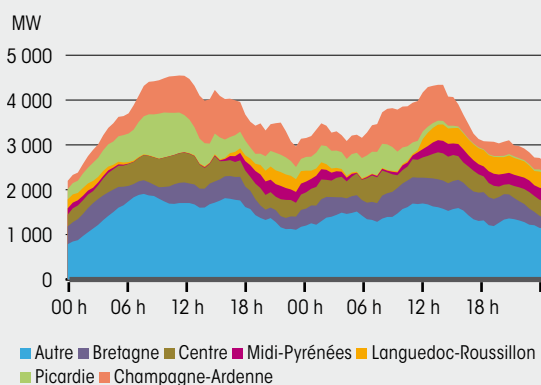
La France dispose de plusieurs régimes de vent décorrélés, ce qui engendre un effet de foisonnement de la production éolienne. La production éolienne peut varier d'une région à l'autre. Elle peut être, au même instant, très importante dans l'une et quasi nulle dans l'autre. Les réseaux permettent la mutualisation de ces productions régionales.

Les journées des 27 et 28 février 2014 permettent d'illustrer l'absence de corrélation entre des productions éoliennes régionales. Sur ces deux journées, les régimes de vent sur les régions Picardie et Languedoc-Roussillon sont décorrélés.

Ces deux journées illustrent également la complémentarité que peuvent avoir ces productions régionales. La production éolienne des régions du sud de la France (Midi-Pyrénées et Languedoc-Roussillon) a compensé la baisse de production du nord (Picardie

et Champagne-Ardenne), notamment le 27 février à partir de 16 h et le 28 février à partir de 11 h.

Production éolienne les 27 et 28 février 2014





## 4.5. La maîtrise des flux de production éolienne dans le système électrique

La production d'énergie électrique d'une éolienne dépend avant tout de variables telles que la direction et la vitesse de vent, la disponibilité des machines... Du fait de la grande diversité des technologies (constructives et de contrôle commande), le comportement des machines n'est pas identique pour toutes les installations. De manière générale, les éoliennes commencent à produire de l'énergie électrique lorsque le vent atteint 18 km/h. Ces installations s'arrêtent lorsque la vitesse des vents atteint, selon les technologies, une valeur comprise entre 70 et 90 km/h, cela afin d'éviter la dégradation du matériel.

La production d'une installation éolienne se caractérise donc par une variabilité importante, avec potentiellement des variations brusques dues aux conditions météorologiques.

Afin d'assurer ses missions d'exploitation du réseau de transport, RTE dispose d'outils de prévisions et d'estimation fines de la production injectée sur ce réseau, directement ou depuis les réseaux de distribution sur lesquels les parcs éoliens sont majoritairement raccordés.

La variabilité de la production éolienne a nécessité une adaptation des outils d'exploitation du réseau électrique. C'est pourquoi, RTE a développé et mis en place depuis 2009 un système de prévisions et d'estimation de la production éolienne : le système « IPES ».

### Prévision de la production éolienne J-1

IPES héberge plusieurs modèles de prévision statistique, dont un dédié à la production éolienne. Ce modèle s'appuie sur des représentations statistiques des productions (basées sur les données de comptage historiques de différents parcs). Il prend également en compte pour calculer les prévisions de production, des prévisions de vent fournies par Météo France et les dernières télémesures temps réel. Celles-ci proviennent, soit de la téléconduite de RTE, soit des télémesures envoyées par d'autres acteurs, notamment pour une grande part par ERDF. Un recalage des paramètres du

modèle est effectué périodiquement en fonction de l'actualisation du comptage et de l'arrivée de nouvelles installations.

Les prévisions sont calculées à partir des dernières données disponibles (que ce soit les prévisions météorologiques ou des télémesures de production), pour les prochaines heures et jusqu'à un horizon de 72 h. Ainsi, la prévision J-1 est affinée en infra-journalier en se basant sur les dernières informations disponibles.

Sur le premier semestre 2014, les écarts constatés entre la prévision éolienne en J-1 16 h et la production mesurée a posteriori par les comptages ont été mesurés. En pourcentage de la puissance installée, l'erreur quadratique moyenne entre la prévision et la mesure sur cette période est de 4,9 %. Le biais de cet écart est faible, avec une prévision en moyenne légèrement sous-estimée (biais de -1,4 %).

### Estimation de la production éolienne en temps réel

En temps réel, la production éolienne est estimée grâce aux télémesures de production de RTE et à celles transmises par d'autres acteurs dont ERDF. Au 30 juin 2014, 80 % des parcs éoliens sont téléinformés, la production des autres parcs est estimée par des modèles numériques.

En pourcentage de la puissance installée, l'erreur quadratique moyenne entre l'estimation temps réel et la mesure sur cette période est de 2,6 %.

La qualité des prévisions de la production éolienne est étroitement liée à la qualité et à la précision des données disponibles. Depuis la création d'IPES, RTE poursuit sa démarche coopérative avec les gestionnaires de réseau de distribution et les producteurs éoliens. Cette démarche permet de disposer de prévisions et d'estimation de production éolienne de qualité. Ces données sont rendues publiques par RTE via son site internet et l'application éCO2mix.

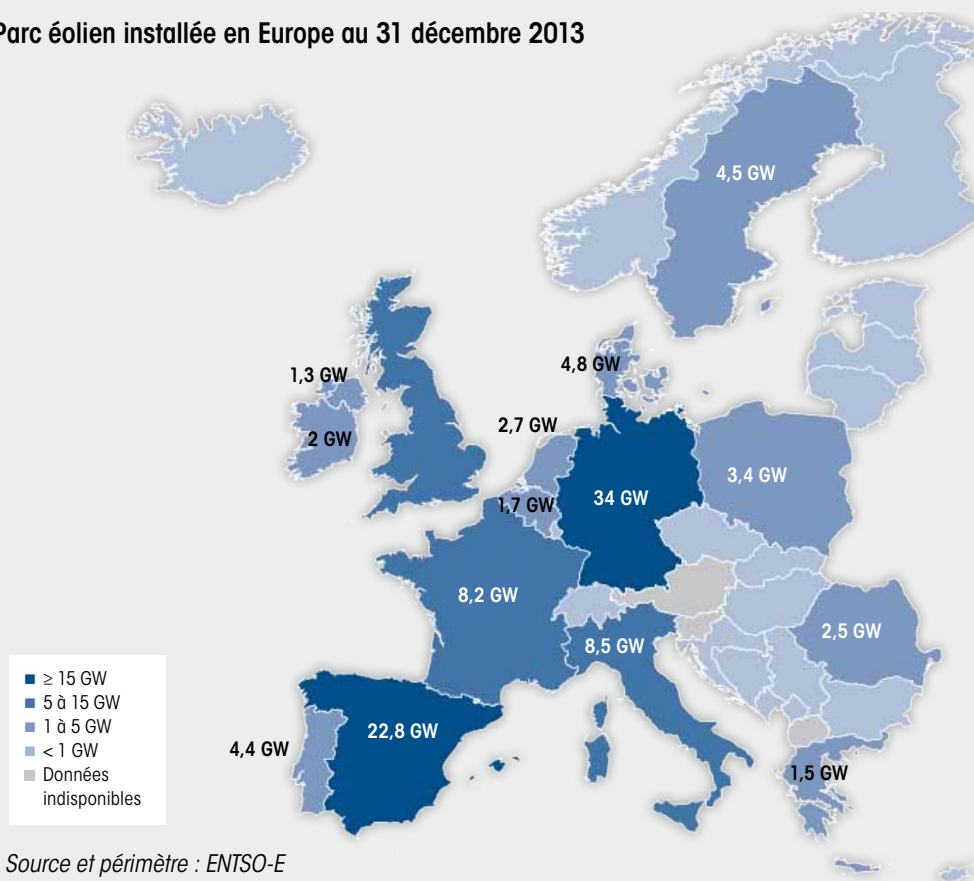
# 5. Principaux chiffres de la filière éolienne en Europe

## Le parc éolien installé

Au 31 décembre 2013, la puissance éolienne installée s'élève à près de 112 GW dans les pays européens membres de l'ENTSO-E. Avec 34 GW installés, l'Allemagne possède le parc le plus important devant celui de l'Espagne (22,8 GW) et de l'Italie (8,5 GW). Après

la Grande-Bretagne<sup>(\*)</sup>, la France possède la cinquième capacité installée d'Europe avec 8,2 GW. Le Danemark dispose, quant à lui, un parc de près de 5 GW. Ces parcs éoliens représentent plus de 75 % de la capacité installée en Europe.

Parc éolien installée en Europe au 31 décembre 2013

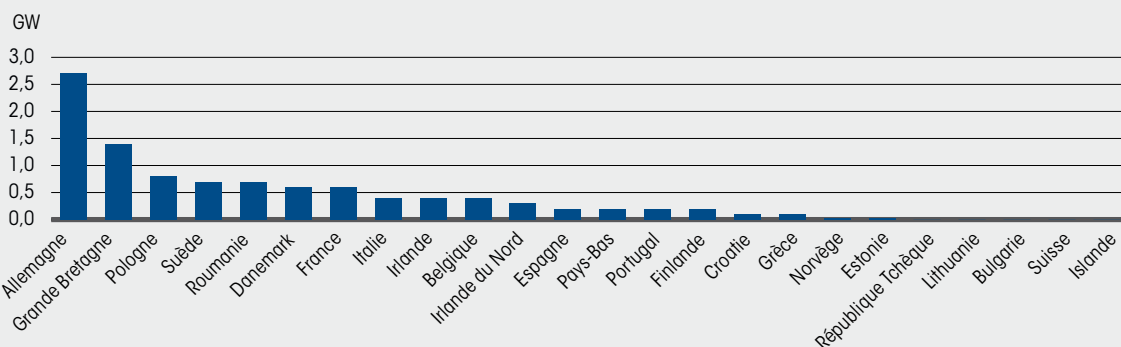


S'agissant de la croissance annuelle du parc, l'Allemagne connaît en 2013 la plus importante augmentation en puissance, avec 2,7 GW de capacités supplémentaires raccordées. Elle est suivie par la Grande-Bretagne<sup>(\*)</sup> – avec 1,4 GW – puis la Pologne et ses 0,8 GW. Avec 0,6 GW de capacités raccordées en 2013, la croissance de son parc éolien place la France au sixième rang européen.

Le taux de croissance du parc éolien allemand en 2013 est de 9 % ; celui de l'Espagne n'est que de 1 %. Le taux de croissance de la puissance installée dépasse 50 % dans deux pays : la Finlande et la Hongrie qui ont vu leur parc croître respectivement de 0,2 et 0,1 GW.

(\*) A la date de publication du Panorama, les données éoliennes relatives à la Grande-Bretagne ne couvrent pas 100 % du territoire

### Puissance éolienne raccordée en 2013 en Europe



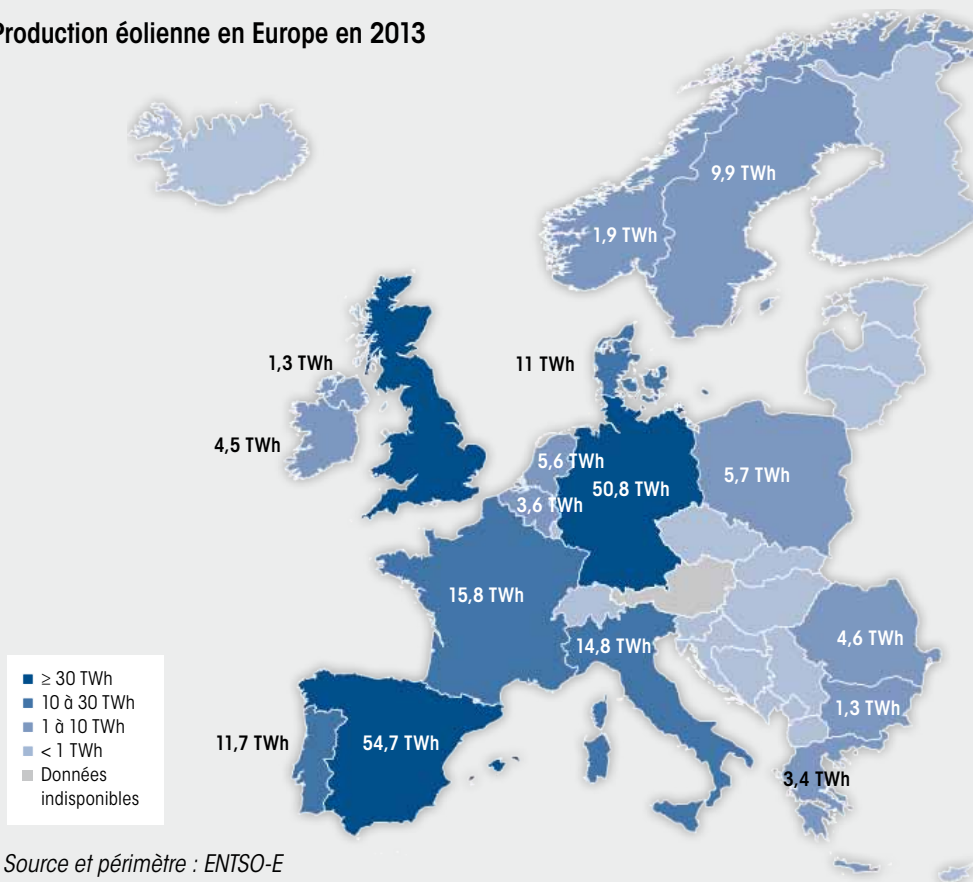
Source et périmètre : ENTSO-E

## La production éolienne

Quatre pays européens ont eu en 2013 une production supérieure à 15 TWh : l'Espagne (54,7 TWh), l'Allemagne (50,8 TWh), la Grande-Bretagne(\*) et la France avec respectivement plus de 18 et 15,8 TWh.

A l'échelle de l'ENTSO-E, la production de l'année 2013 a été de 223 TWh.

### Production éolienne en Europe en 2013



Source et périmètre : ENTSO-E

(\*) A la date de publication du Panorama, les données éoliennes relatives à la Grande-Bretagne ne couvrent pas 100% du territoire



# LA FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE AU PREMIER SEMESTRE 2014

## **1. Chiffres clefs et actualités de la filière**

1.1. Chiffres clefs.....	28
1.2. Actualités.....	28

## **2. Le parc photovoltaïque en France**

2.1. Parc photovoltaïque raccordé au 30 juin 2014.....	29
2.2. Répartition régionale du parc photovoltaïque .....	31
2.3. Répartition des installations par tranche de puissance.....	34
2.4. Les technologies de production photovoltaïque .....	35

## **3. Les perspectives de croissance du parc photovoltaïque**

3.1. File d'attente pour le raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution.....	37
3.2. Evolution de la file d'attente de raccordement sur le réseau d'ERDF depuis 2009 .....	38
3.3. La file d'attente par rapport aux objectifs nationaux et régionaux .....	39

## **4. La production photovoltaïque dans l'équilibre offre-demande**

4.1. Production et facteur de charge du parc photovoltaïque.....	40
4.2. Répartition régionale de la production et du facteur de charge .....	41
4.3. Participation à la couverture de la consommation .....	44
4.4. Les caractéristiques de la production photovoltaïque.....	46
4.5. La maîtrise des flux de production photovoltaïque .....	47

## **5. Principaux chiffres de la filière solaire en Europe .....**

48

# 1. Chiffres clefs et actualités de la filière

## 1.1. Chiffres clefs

### Installations photovoltaïques raccordées au 30 juin 2014

- Le parc photovoltaïque raccordé représente une puissance de **4 763 MW** dont **311 MW** sur le réseau de RTE, **4 133 MW** sur le réseau d'ERDF et **227 MW** sur les réseaux des ELD ;
- Le parc photovoltaïque raccordé depuis fin décembre 2013 progresse de **397 MW**. Ce volume raccordé au premier semestre 2014 représente une progression du parc de **9 %**.

### File d'attente des raccordements au 30 juin 2014

- La file d'attente de raccordement des installations photovoltaïques aux réseaux de RTE et d'ERDF est de **2 527 MW** au 30 juin 2014 contre 2 415 MW au 31 décembre 2013.

### Production photovoltaïque du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014

- La production photovoltaïque du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 s'élève à **5,5 TWh** soit une progression de 18 % par rapport à la période précédente ;
- Le facteur de charge moyen pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 est de **14 %** ;
- Le taux moyen de couverture de la consommation par la production photovoltaïque est de **1,2 %** pour la période.

## 1.2. Actualités

Révisé en mars 2011, le tarif d'achat est désormais indexé tous les trimestres en fonction du volume des projets entrés dans le mécanisme de soutien lors du trimestre précédent. Le tarif est également fonction du degré d'intégration des panneaux photovoltaïques dans le bâti et de la puissance de l'installation. Au-delà de 100 kWc, le système de soutien passe par des appels d'offres. La procédure est simplifiée pour le segment allant de 100 à 250 kW et ordinaire au-delà.

### Suppression de la bonification tarifaire pour les installations inférieures à 100 kWc

En janvier 2013, une bonification tarifaire allant jusqu'à 10 % a été mise en place pour les installations de puissance inférieure à 100 kWc qui comportent des modules dont les étapes clés de fabrication sont localisées en Europe. Cette bonification a été supprimée en avril 2014 suite à une mise en demeure de l'Etat

français par la Commission européenne.

Cette bonification a participé à la hausse des raccordements constatée au premier semestre 2014. Depuis son annulation, le segment résidentiel accuse un net ralentissement, et le segment professionnel inférieur à 100 kWc est à l'arrêt, le niveau des tarifs seuls étant désormais trop bas pour développer de nouveaux projets. Néanmoins une revalorisation du tarif pour les installations inférieures à 100 kWc est attendue pour le quatrième trimestre 2014.

### Appel d'offres pour les installations supérieures à 100 kWc

De nouveaux appels d'offres sont annoncés d'ici fin 2014 pour relancer la filière. Depuis 2011, le volume total lancé par appel d'offres pour les installations supérieures à 100 kWc a été de 1 270 MW, soit environ 420 MW par an. La durée observée entre le lancement de deux appels d'offres successifs (puissance supérieure à 250 kWc) est actuellement d'environ 18 mois.

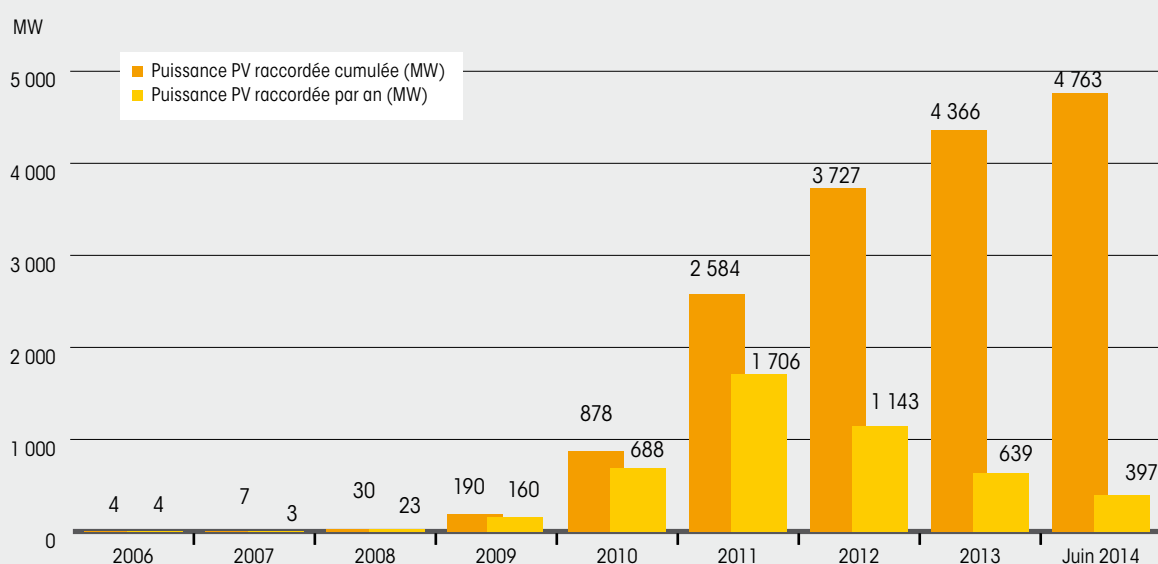
## 2. Le parc photovoltaïque en France

### 2.1. Parc photovoltaïque raccordé au 30 juin 2014

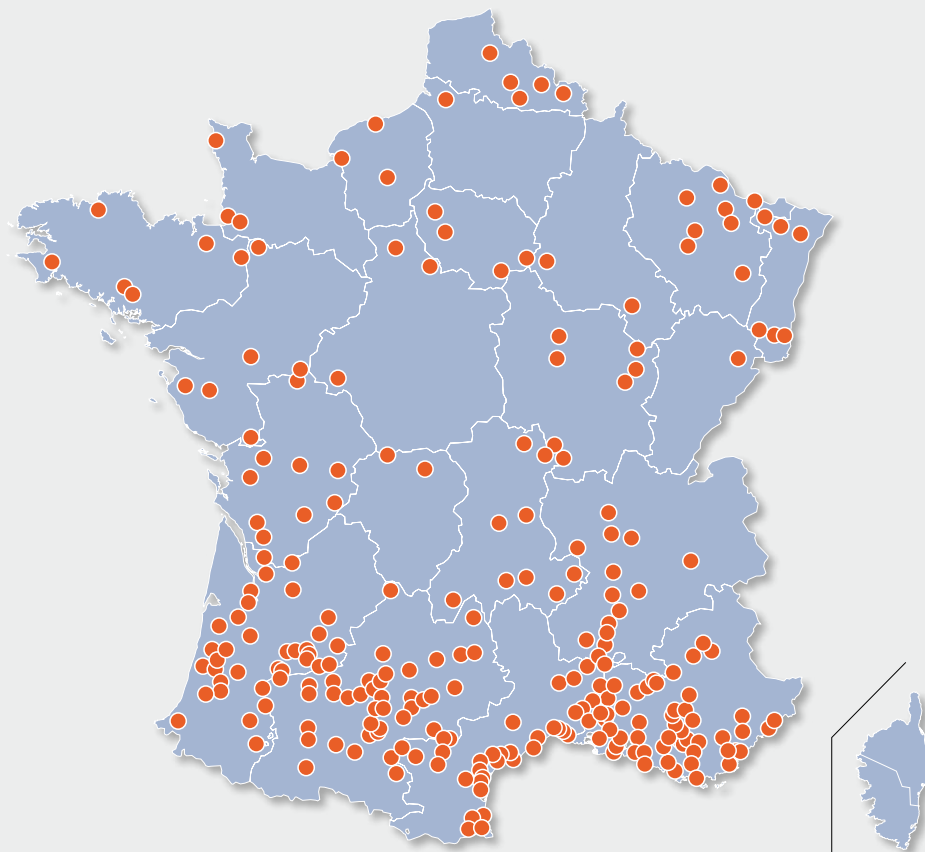
Le parc photovoltaïque de France métropolitaine s'élève à 4 763 MW, soit une progression de 9 % depuis décembre 2013. Le volume raccordé au premier semestre est de 397 MW. Ce volume correspond à un doublement de la capacité raccordée par rapport au premier semestre de 2013.

Le parc photovoltaïque est en majorité raccordé sur le réseau public de distribution (93 %) avec 4 133 MW sur le réseau d'ERDF, 227 MW sur les réseaux des ELD et 93 MW sur le réseau d'EDF-SEI en Corse. Le réseau de RTE accueille, avec 311 MW, 7% de la puissance photovoltaïque installée.

Evolution du parc photovoltaïque raccordé aux réseaux depuis 2006



Installations photovoltaïques de puissance supérieure à 1 MW raccordées aux réseaux au 30 juin 2014



● Installation photovoltaïque raccordée

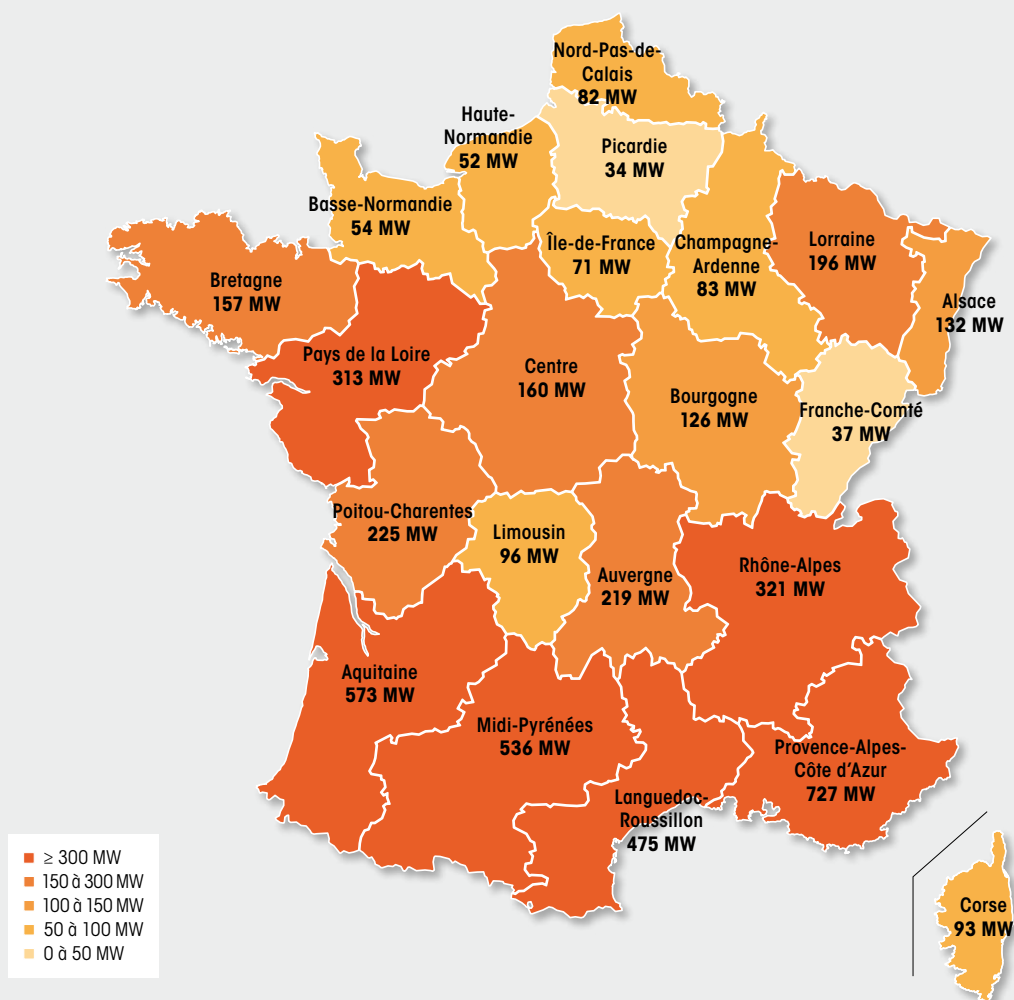


## 2.2. Répartition régionale du parc photovoltaïque

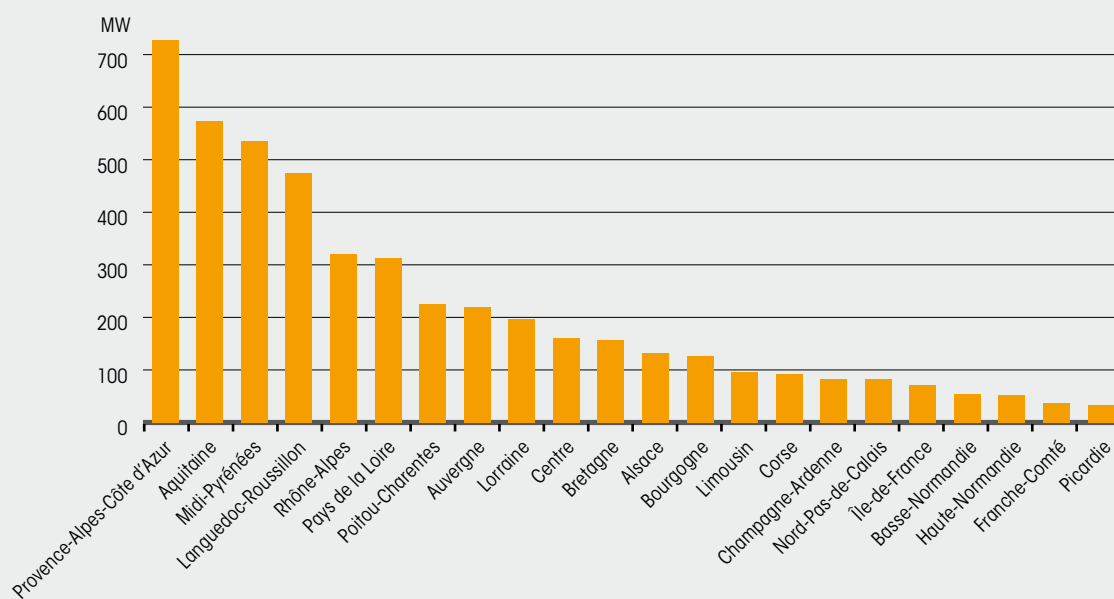
La région Provence-Alpes-Côte d'Azur accueille le parc photovoltaïque le plus important avec 727 MW, suivie par l'Aquitaine, Midi-Pyrénées et Languedoc-Roussillon qui dépassent les 400 MW raccordés chacune. Les régions de Provence-Alpes-Côte d'Azur, Aquitaine, Midi-Pyrénées, Languedoc-Roussillon, Rhône-Alpes et Pays de la Loire concentrent 62 % de la puissance photovoltaïque raccordée en France métropolitaine.

Cinq régions concentrent plus de 65 % des nouvelles capacités raccordées au premier semestre 2014, soit 264 MW sur 397 MW raccordés en France métropolitaine. Avec 86 MW installés, la région Aquitaine est celle dont le parc photovoltaïque a le plus augmenté au premier semestre 2014.

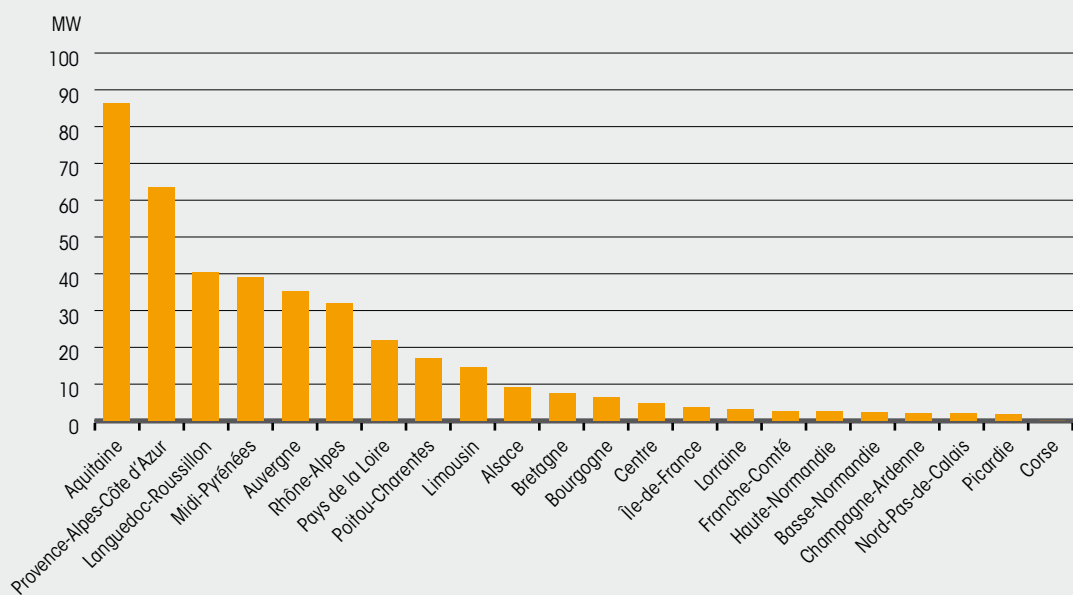
Parc photovoltaïque raccordé aux réseaux par région au 30 juin 2014



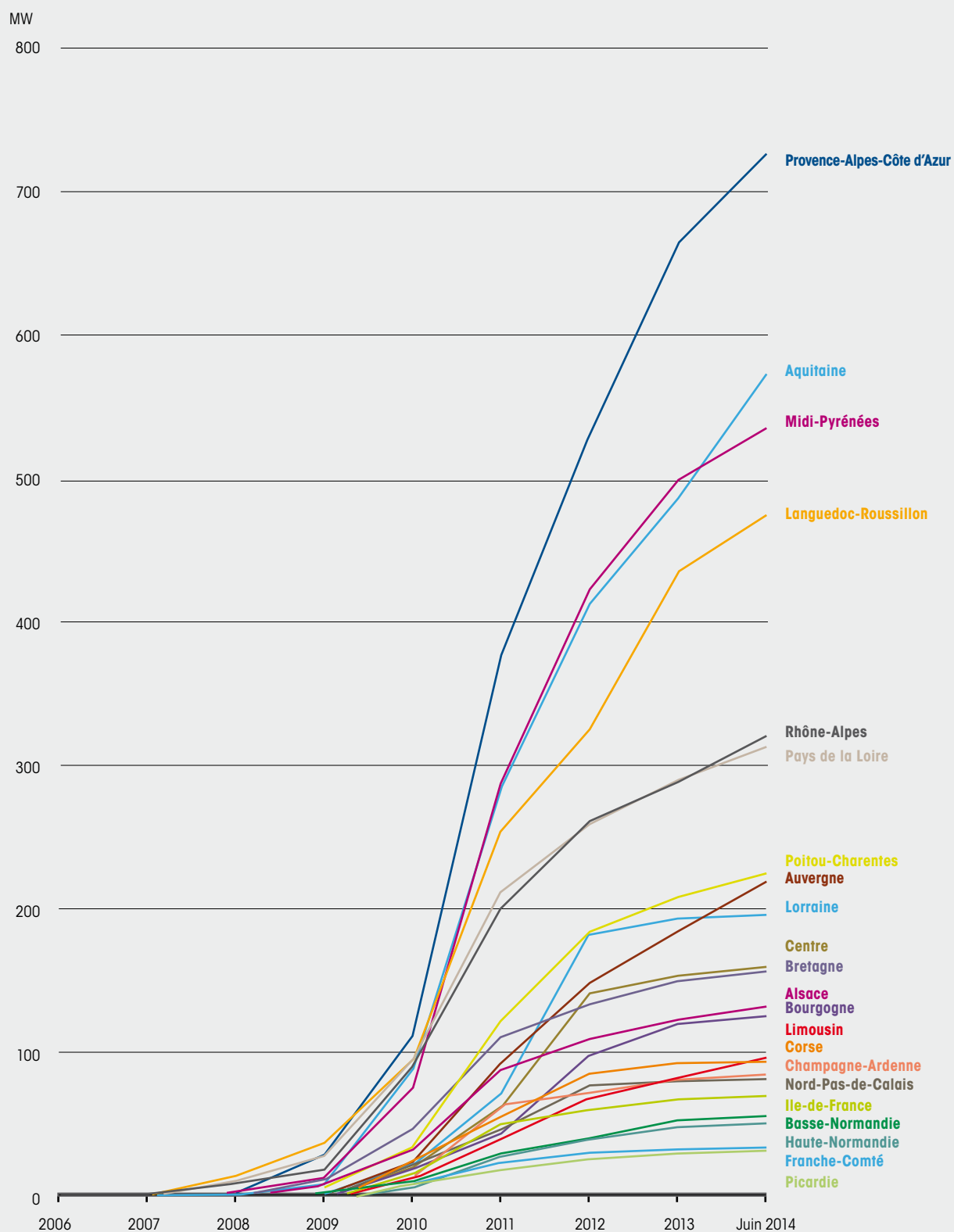
### Répartition régionale des puissances photovoltaïques raccordées au 30 juin 2014



### Répartition régionale des nouvelles puissances raccordées au cours du premier semestre 2014



## Evolution des installations photovoltaïques raccordées aux réseaux par région depuis 2006



## 2.3. Répartition des installations par tranche de puissance

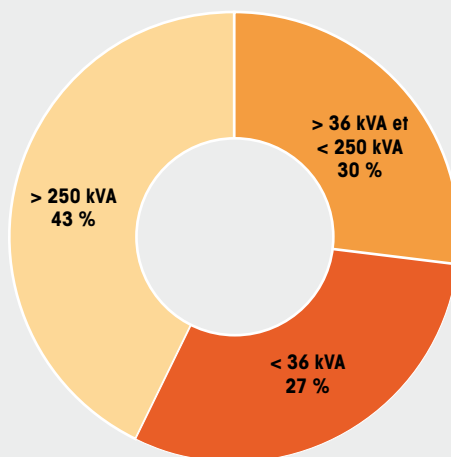
Le parc installé se segmente en trois niveaux de puissance correspondant à la nature de l'installation :

- Les installations de puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces installations sont raccordées sur le réseau BT et sont principalement situées sur des habitations. Elles représentent en nombre plus de 96 % du parc total et en puissance 27 % ; La puissance moyenne de ces installations est de 4 kW.
- Les installations de puissance comprise entre 36 et 250 kVA : ces installations sont raccordées sur le réseau BT et sont principalement situées sur des bâtiments industriels de grandes

tailles ou des parkings par exemple. Elles représentent en puissance 30 % du parc total. La puissance moyenne de ces installations est de 116 kW ;

- Les installations de puissance supérieure à 250 kVA : ces installations sont raccordées sur le réseau HTA ou HTB. Ce sont des installations au sol occupant plusieurs hectares. Elles représentent en puissance plus de 43 % du parc total. Pour celles raccordées au réseau HTA, leur puissance moyenne est de 2 MW.

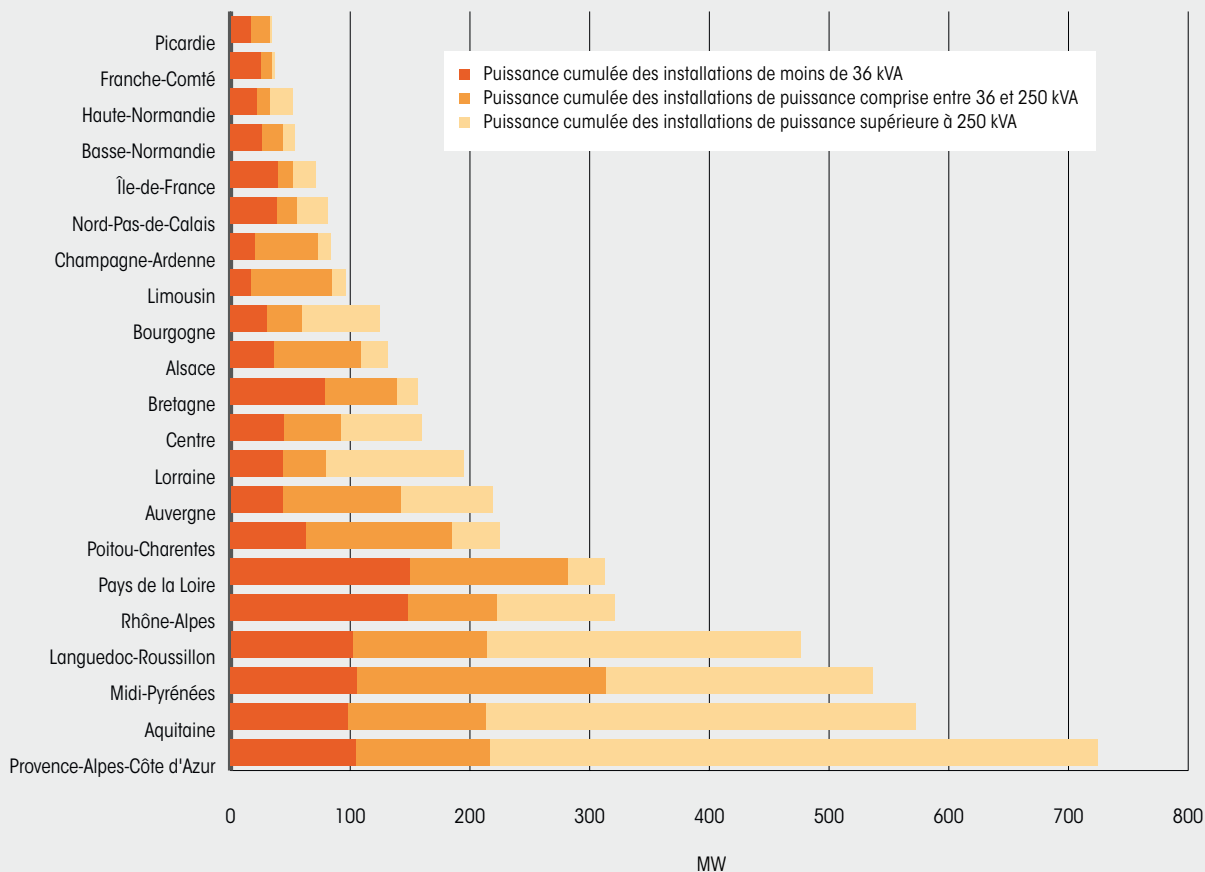
Répartition de la puissance photovoltaïque raccordée en France continentale par segment de raccordement au 30 juin 2014



Cinq régions concentrent la moitié de la puissance installée en BT : Midi-Pyrénées (313 MW), Pays de la Loire (282 MW), Provence-Alpes-Côte d'Azur (216 MW), Rhône-Alpes (222 MW) et Aquitaine (213 MW).

La répartition des parcs régionaux par type d'installations varie fortement d'une région à l'autre. Ainsi, la région PACA, qui présente le parc le plus important, compte, par exemple, une forte majorité d'installations au sol (supérieures 250 kVA). A contrario, la région Pays de la Loire possède une forte majorité d'installations sur le bâti.

## Répartition des parcs photovoltaïques régionaux par segment de raccordement au 30 juin 2014



Les données relatives à la Corse ne sont pas disponibles

## 2.4. Les technologies de production photovoltaïque

L'effet photovoltaïque désigne la propriété de certains semi-conducteurs qui génèrent un courant électrique quand ils sont exposés à la lumière du soleil. Ces propriétés sont mises en œuvre dans la production d'électricité à partir d'installations solaires photovoltaïques.

### Caractérisation et composants d'une installation photovoltaïque

Les composants clés d'une installation photovoltaïque sont :

- Les cellules photovoltaïques (le plus petit élément de production d'électricité) ;
- Les modules photovoltaïques (ensemble de cellules interconnectées et isolées de l'environnement extérieur, encore désigné par les termes « panneaux solaires ») ;

- Les onduleurs (dont la fonction est de transformer en courant alternatif le courant continu généré par les modules) ;
- Les autres matériels électriques et électroniques (acheminement du courant, protection des biens et des personnes, monitoring, batteries le cas échéant, etc.) ;
- Les structures du support.

Une installation photovoltaïque peut être implantée sur des bâtiments de toute nature ou au sol, et peut être raccordée au réseau électrique. La taille des installations varie de quelques kW (segment résidentiel par exemple), à plusieurs centaines de kW (segment des bâtiments professionnels de taille moyenne à grande) ou plusieurs MW (très grands bâtiments ou parcs au sol).

## Les familles de cellules photovoltaïques

- Les cellules en silicium cristallin  
Ce type de cellule est constitué de fines plaques de silicium, élément chimique abondant et qui s'extrait notamment du sable ou du quartz. Le silicium est obtenu à partir d'un seul cristal ou de plusieurs cristaux : on parle alors de cellules monocristallines ou multicristallines. Les cellules en silicium cristallin sont d'un bon rendement(\*) (de 14 à 15 % pour le multicristallin et de près de 16 à 21 % pour le monocristallin). Elles représentent près de 90 %(\*\*) du marché actuel.
- Les cellules en couches minces  
Les cellules en couches minces sont fabriquées en déposant une ou plusieurs couches semi-conductrices et photosensibles sur un support de verre, de plastique ou d'acier. Cette technologie permet de diminuer le coût de fabrication, mais son rendement est inférieur à celui des cellules en silicium cristallin (il est de l'ordre de 5 à 13 %). Les cellules en couches minces les plus répandues sont en silicium amorphe, composées de silicium projeté sur un matériel souple. La technologie des cellules en couches minces connaît actuellement un fort développement, sa part de marché étant passée de 2 %, il y a quelques années, à plus de 10 %(\*\*) aujourd'hui.
- Les autres types de cellules
  - Les cellules à concentration : elles sont placées au sein d'un foyer optique qui concentre la lumière. Leur rendement est élevé, de l'ordre de 20 à 30 %, mais elles doivent absolument être placées sur un support mobile afin d'être constamment positionnées face au soleil.
  - Les cellules organiques : composées de semi-conducteurs organiques déposés sur un substrat de plastique ou de verre, ces cellules, encore au stade expérimental, offrent un rendement moyennement élevé (de l'ordre de 5 à 10 %) mais présentent des perspectives intéressantes de réduction de coûts.

## Raccordement d'une installation photovoltaïque

L'électricité produite par l'effet photovoltaïque au niveau des modules étant en courant continu, le réseau interne de l'installation de production intègre systématiquement un ou plusieurs onduleurs, afin de convertir cette électricité en courant alternatif, lui permettant d'être injectée sur le réseau public. L'architecture de ce réseau interne varie selon le type d'installation (bâtiment résidentiel ou tertiaire, centrale au sol...), selon la tension de raccordement et selon le choix du producteur.

- Raccordement d'une installation résidentielle  
Une installation photovoltaïque résidentielle, d'une puissance installée d'environ 3 kW, est composée d'une dizaine de modules connectés entre eux sur la toiture et raccordés au réseau public par l'intermédiaire d'un onduleur unique.
- Raccordement d'une installation « commerciale »  
Une installation sur toiture « commerciale » suit le même principe, mais est composée d'un nombre beaucoup plus important de modules photovoltaïques, généralement regroupés en chaînes (« strings ») de dizaines de modules. La puissance installée se situe généralement entre 10 et 250 kW, voire plus.
- Raccordement d'une centrale au sol  
La puissance d'une centrale photovoltaïque « au sol » va de quelques centaines de kW à plusieurs MW. Le réseau interne de l'installation intègre un ou plusieurs onduleurs (onduleur central versus onduleurs « strings ») permettant de produire un courant alternatif, ainsi qu'un transformateur dont le rôle est d'élever la tension de sortie des onduleurs à la tension de raccordement (HTA, généralement 20 kV).

(\*) Le rendement est le rapport entre l'énergie solaire captée et l'énergie électrique produite.

(\*\*) Source SER

# 3. Les perspectives de croissance du parc photovoltaïque

## 3.1. File d'attente pour le raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution

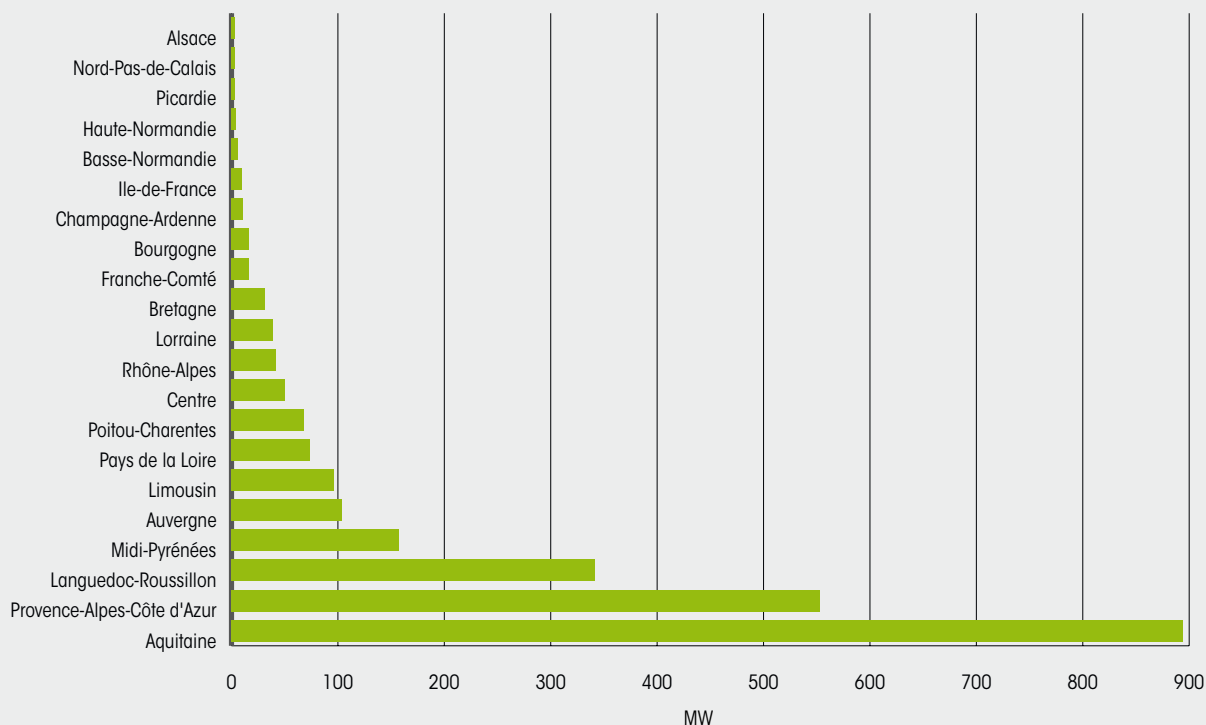
La file d'attente de raccordement des installations photovoltaïques sur les réseaux de RTE et d'ERDF est de 2 527 MW au 30 juin 2014 contre 2 415 MW au 31 décembre 2013. Le réseau d'ERDF concentre 80 % de ces puissances avec 2 024 MW contre 503 MW pour le réseau de RTE.

Les quatre régions du Sud de la France allant de l'Aquitaine à Provence-Alpes-Côte d'Azur regroupent 77 % des installations photovoltaïques en attente de raccordement avec respectivement 894 MW, 158 MW, 342 MW et 553 MW.

### Evolution de la file d'attente

	File d'attente au 31 décembre 2013	File d'attente au 30 juin 2014
RTE	422	503
ERDF	1 993	2 024
<b>Total</b>	<b>2 415</b>	<b>2 527</b>

### Répartition régionale de la file d'attente au 30 juin 2014



Les données relatives à la file d'attente de la Corse ne sont pas disponibles

## 3.2. Evolution de la file d'attente de raccordement sur le réseau d'ERDF depuis 2009

Ce graphique représente l'évolution mensuelle du nombre et de la puissance des projets photovoltaïques ayant fait l'objet de demandes de raccordement auprès d'ERDF depuis 2009.

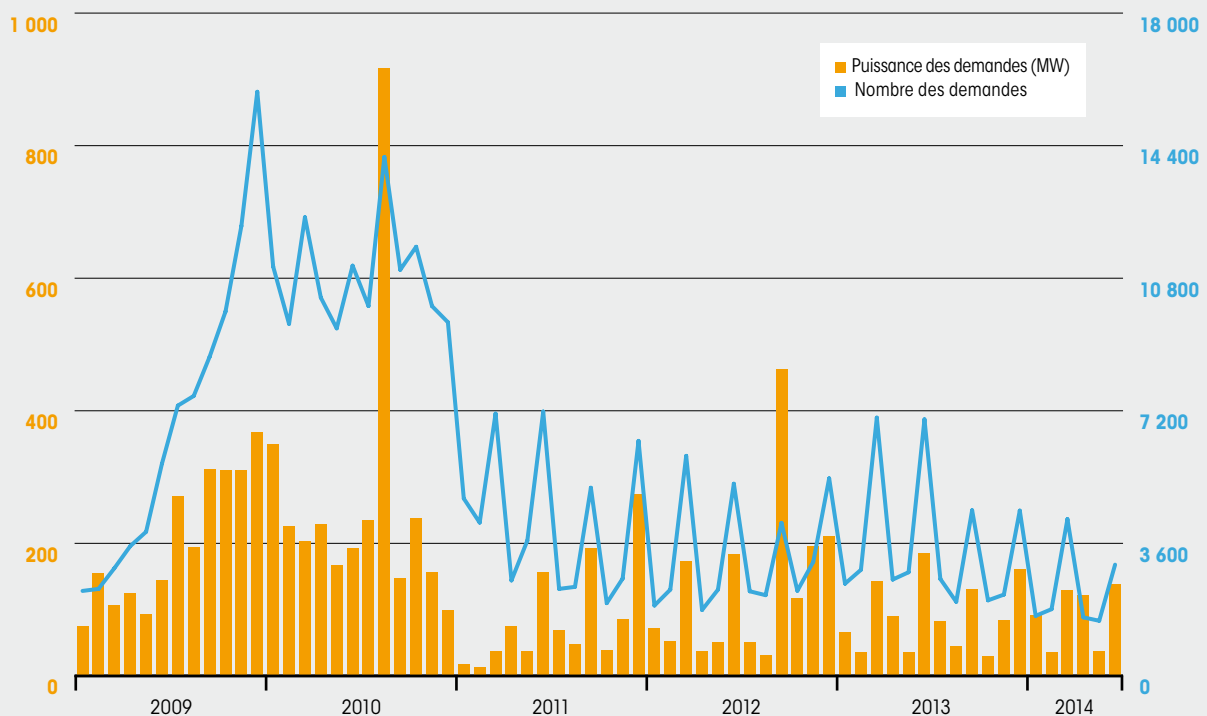
Plusieurs périodes sont identifiables :

- Jusqu'au 12 janvier 2010, le tarif d'achat de l'énergie est fixé par l'arrêté tarifaire du 10 juillet 2006. Le nombre de demandes de raccordement n'a cessé de croître et a atteint en décembre 2009 un pic qui culmine à 15 863 demandes ;
- Entre le 12 janvier 2010 et le 9 décembre 2010, plusieurs arrêtés tarifaires se sont succédés. On constate que le nombre de demandes de raccordement est élevé : en moyenne 11 000 par mois durant cette période ;

→ Entre le 9 décembre 2010 et le 11 mars 2011, période de moratoire, l'impossibilité de déposer une demande de raccordement pour les installations de plus de 3 kWc entraîne une diminution significative des demandes ;

→ Depuis mars 2011, l'arrêté tarifaire en vigueur prévoit une révision trimestrielle des différents tarifs d'achat (en fonction de la puissance et du degré d'intégration au bâti). Les pics de demandes, qui en moyenne culminent à plus de 5 500, correspondent au mois précédant chaque révision trimestrielle.

Flux mensuel de demande de raccordement d'installations photovoltaïques depuis 2009

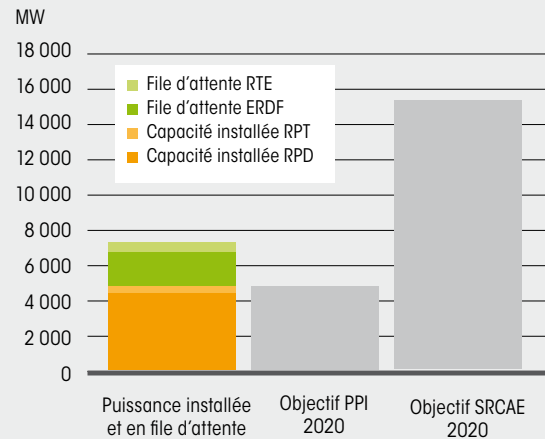




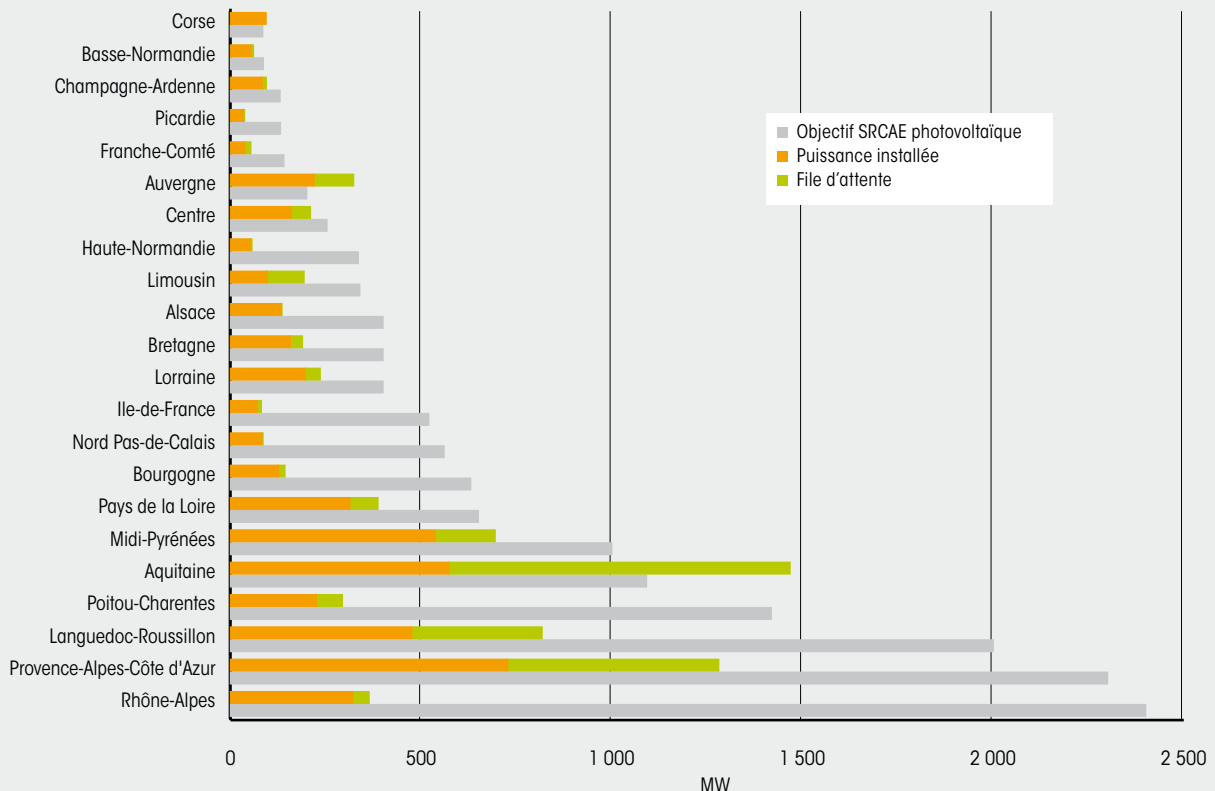
### 3.3. La file d'attente par rapport aux objectifs nationaux et régionaux

La croissance du parc constatée ces dernières années laisse à penser que l'objectif PPI de 5 400 MW à l'horizon 2020 sera atteint avant cette échéance. Toutefois, la somme des ambitions SRCAE en matière de photovoltaïque étant trois fois plus élevée que l'objectif PPI, le rythme de croissance du parc photovoltaïque rendra l'atteinte de la somme des objectifs régionaux plus difficile. A l'échelle des régions administratives, il est à noter que d'ores et déjà, dans deux régions – Aquitaine et Auvergne – la somme du parc installé et de la file d'attente dépasse l'objectif SRCAE.

Parc photovoltaïque, file d'attente, objectifs PPI et somme des objectifs régionaux SRCAE



Puissance installée et en file d'attente au 30 juin 2014 par rapport aux objectifs SRCAE



Les données relatives à la file d'attente de la Corse ne sont pas disponibles

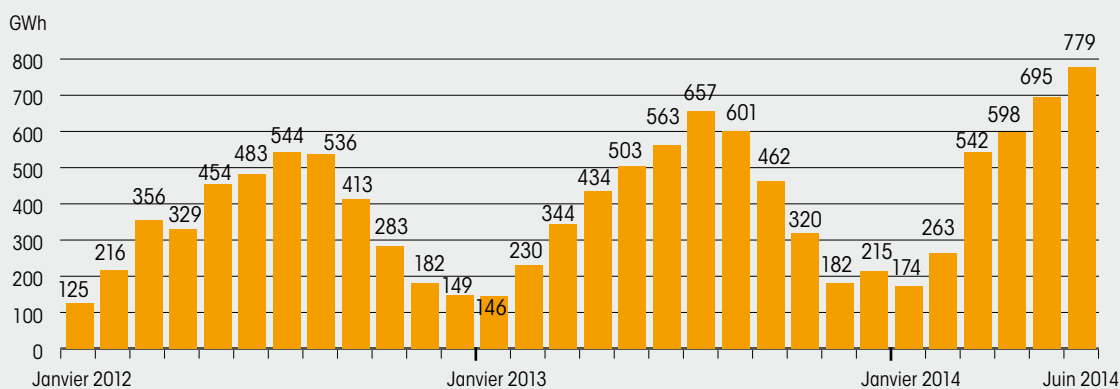
# 4. La production photovoltaïque dans l'équilibre offre-demande

## 4.1. Production et facteur de charge du parc photovoltaïque

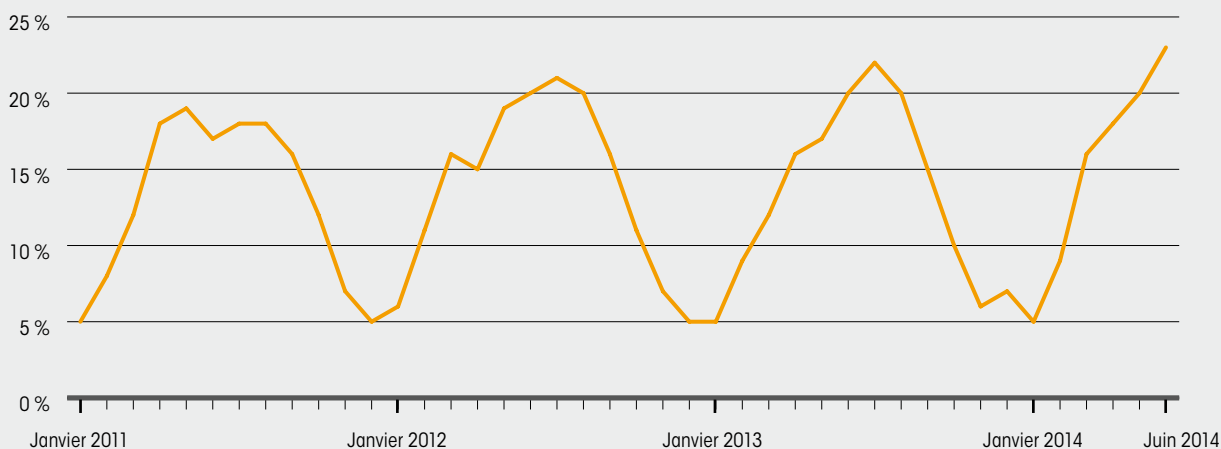
La production photovoltaïque du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 est de 5,5 TWh. Le pic de production a été atteint avec 3 762 MW le 17 mai à 13h30 pour un facteur de charge de 80 %. Le facteur

de charge moyen du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 est, quant à lui, de 14 %.

Production photovoltaïque mensuelle depuis 2012



Facteur de charge photovoltaïque mensuel moyen depuis 2011

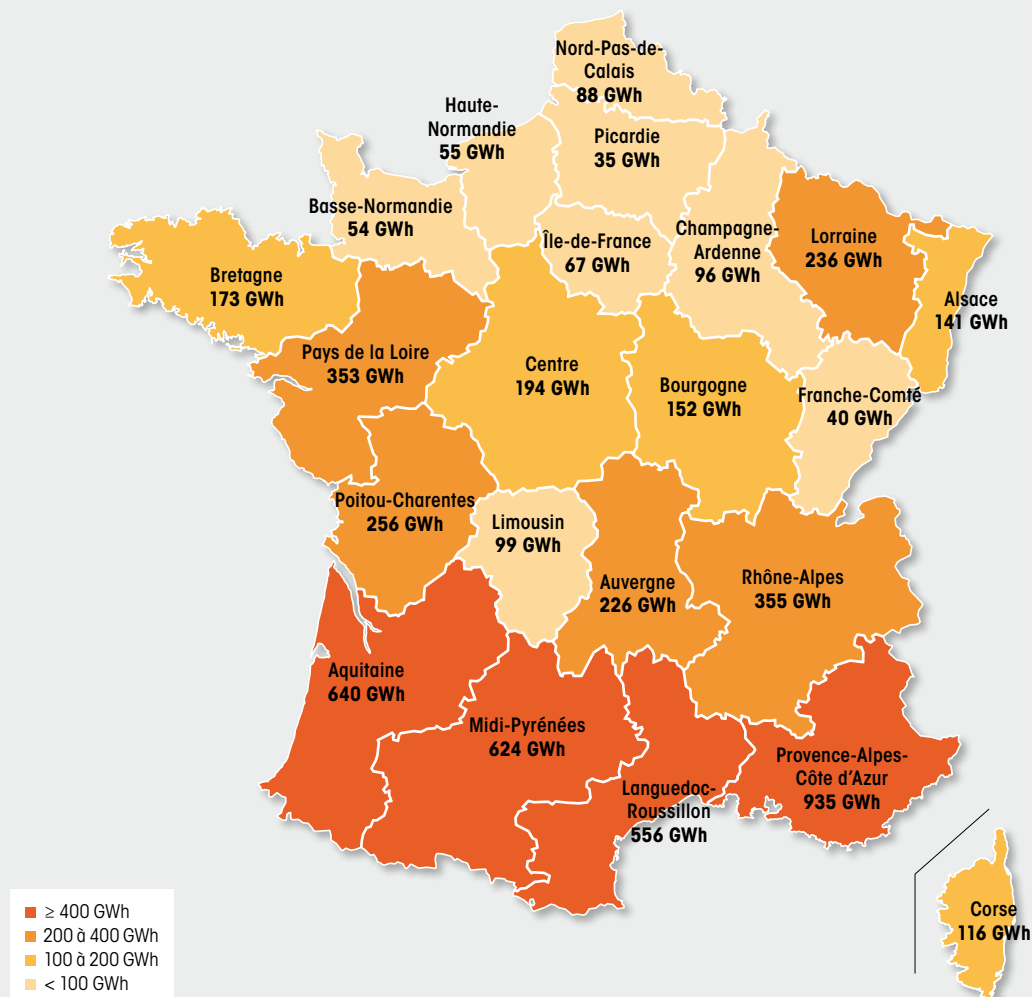


## 4.2. Répartition régionale de la production et du facteur de charge

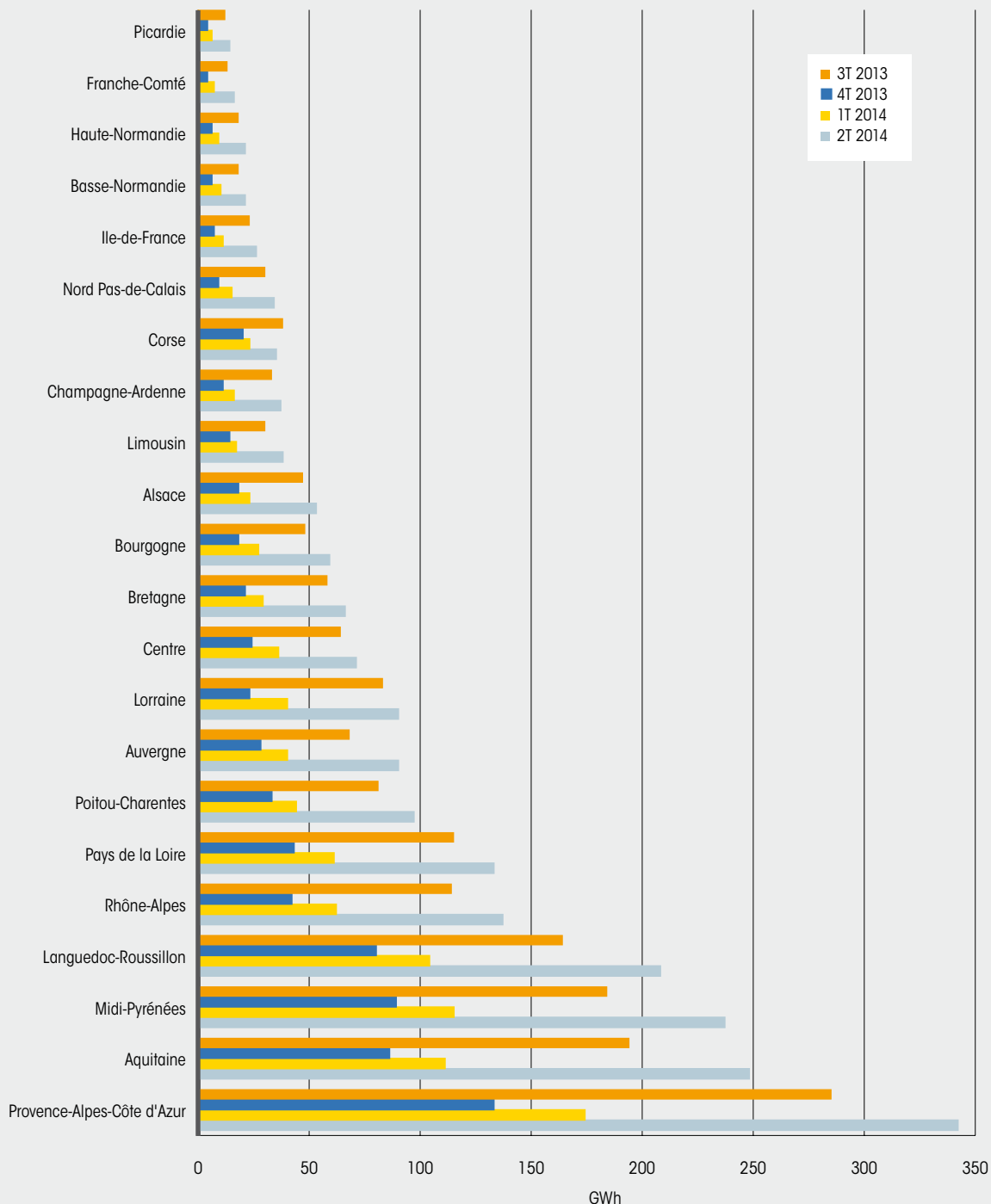
La moitié de la production photovoltaïque de France métropolitaine du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 est assurée par quatre régions : Provence-Alpes-Côte d'Azur (935 GWh), Aquitaine (640 GWh), Midi-Pyrénées (624 GWh), Languedoc-Roussillon (556 GWh).

La région Provence-Alpes-Côte d'Azur dispose du facteur de charge le plus élevé de France métropolitaine pour la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 avec 16,1 %. Elle est suivie par six autres régions ayant un facteur de charge compris entre 14 et 15 %.

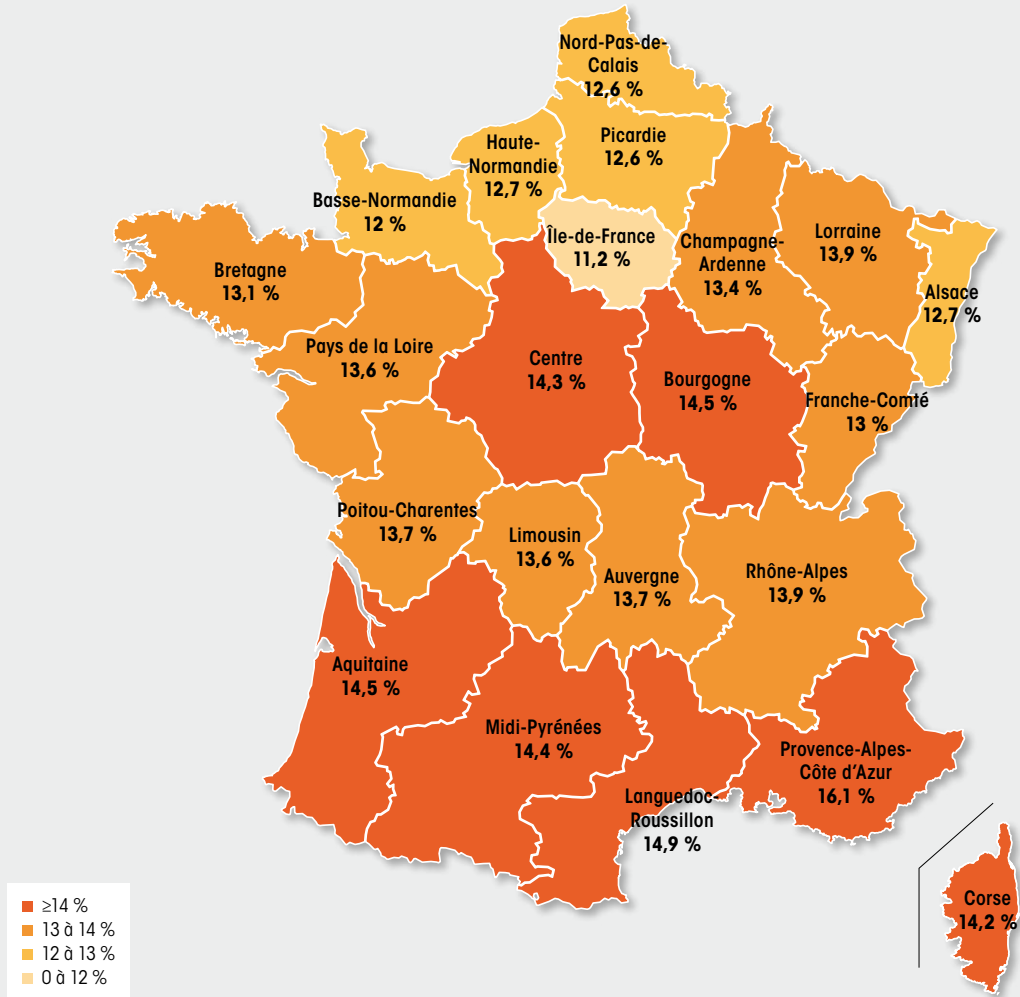
Production photovoltaïque par région du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



### Production photovoltaïque trimestrielle du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



## Facteur de charge photovoltaïque moyen du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



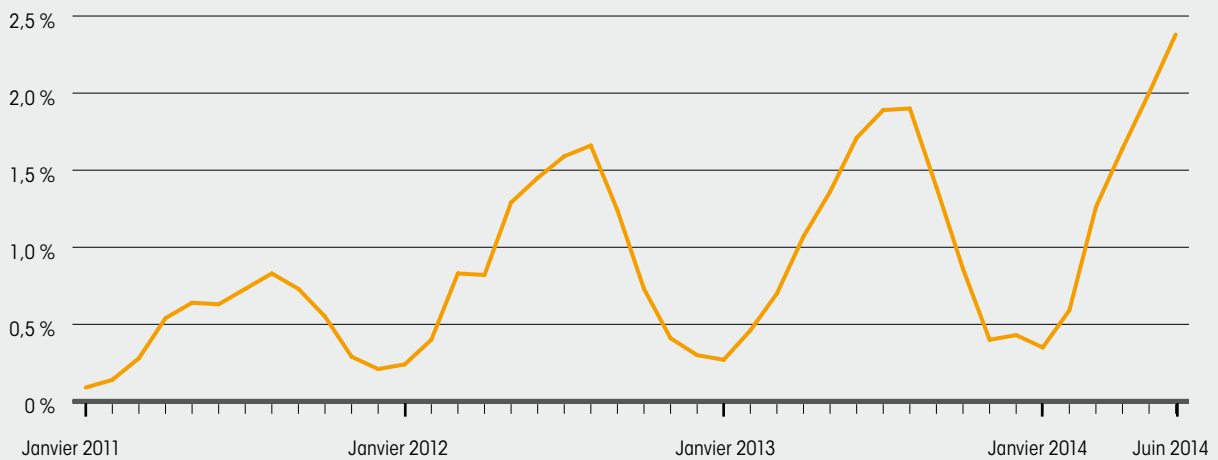
## 4.3. Participation à la couverture de la consommation

Le taux de couverture moyen de la consommation par la production photovoltaïque du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 s'élève à 1,2 %. Ce taux atteint 9 % le 18 mai 2014 à 14h00 en France continentale pour une production de 3 579 MW et une consommation de 41 503 MW.

Le taux de couverture moyen de la consommation par la production photovoltaïque du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 dépasse 3 % en Corse, Languedoc-Roussillon et Midi-Pyrénées. Il est compris entre 2 et 3 % dans cinq autres régions : Aquitaine, Auvergne, Provence-Alpes-Côte d'Azur, Limousin et Poitou-Charentes.

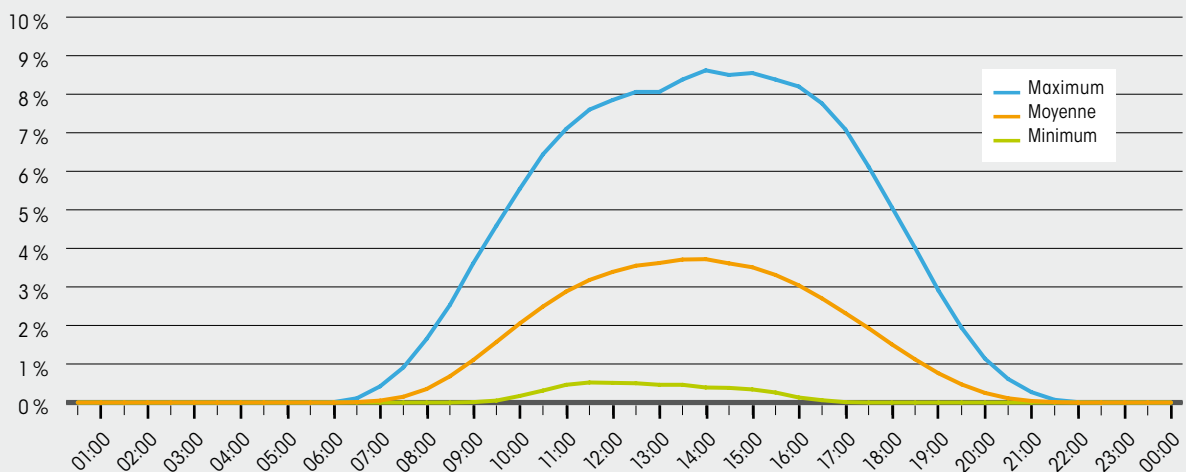
### Taux de couverture de la consommation par la production photovoltaïque depuis 2011

Moyenne mensuelle

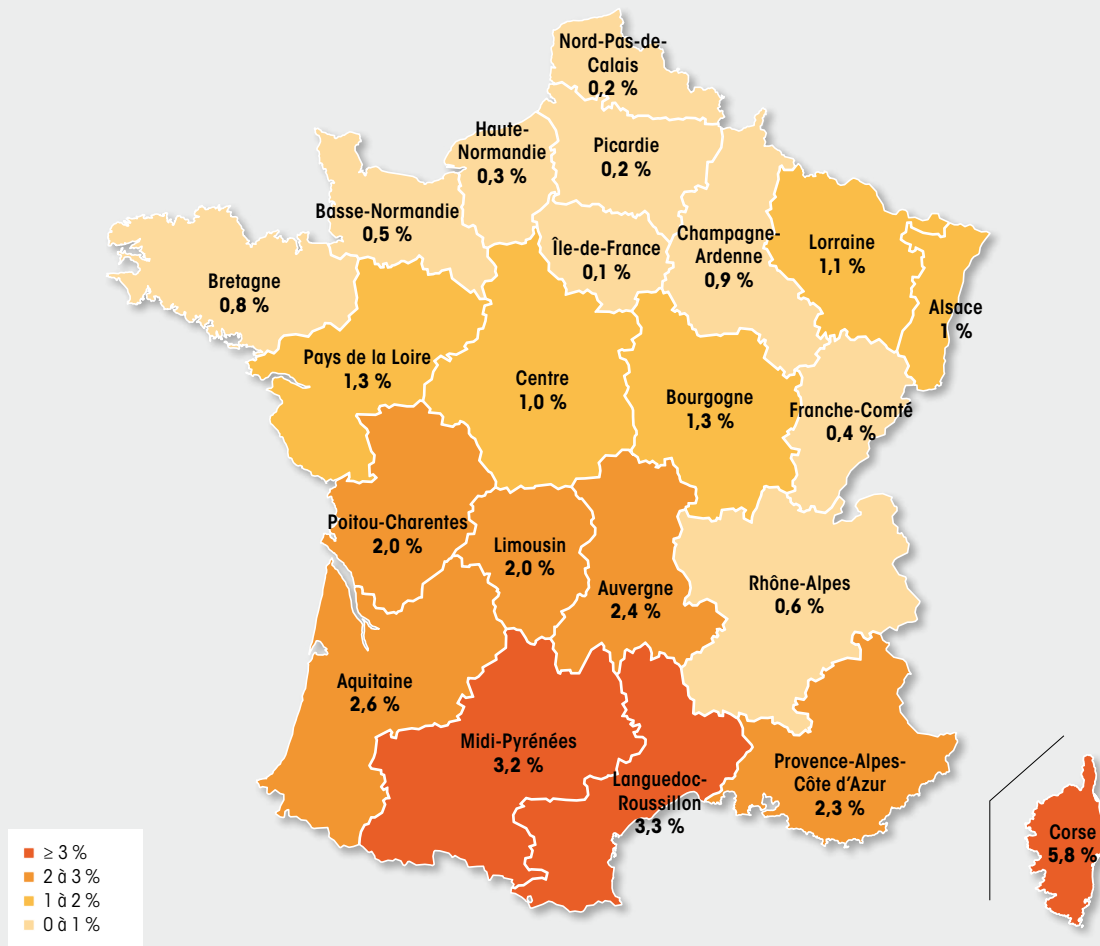


### Taux de couverture moyen, minimum et maximum de la consommation par la production photovoltaïque pour chaque pas demi-horaire 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014

Taux de couverture



Taux de couverture moyen de la consommation par la production photovoltaïque du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



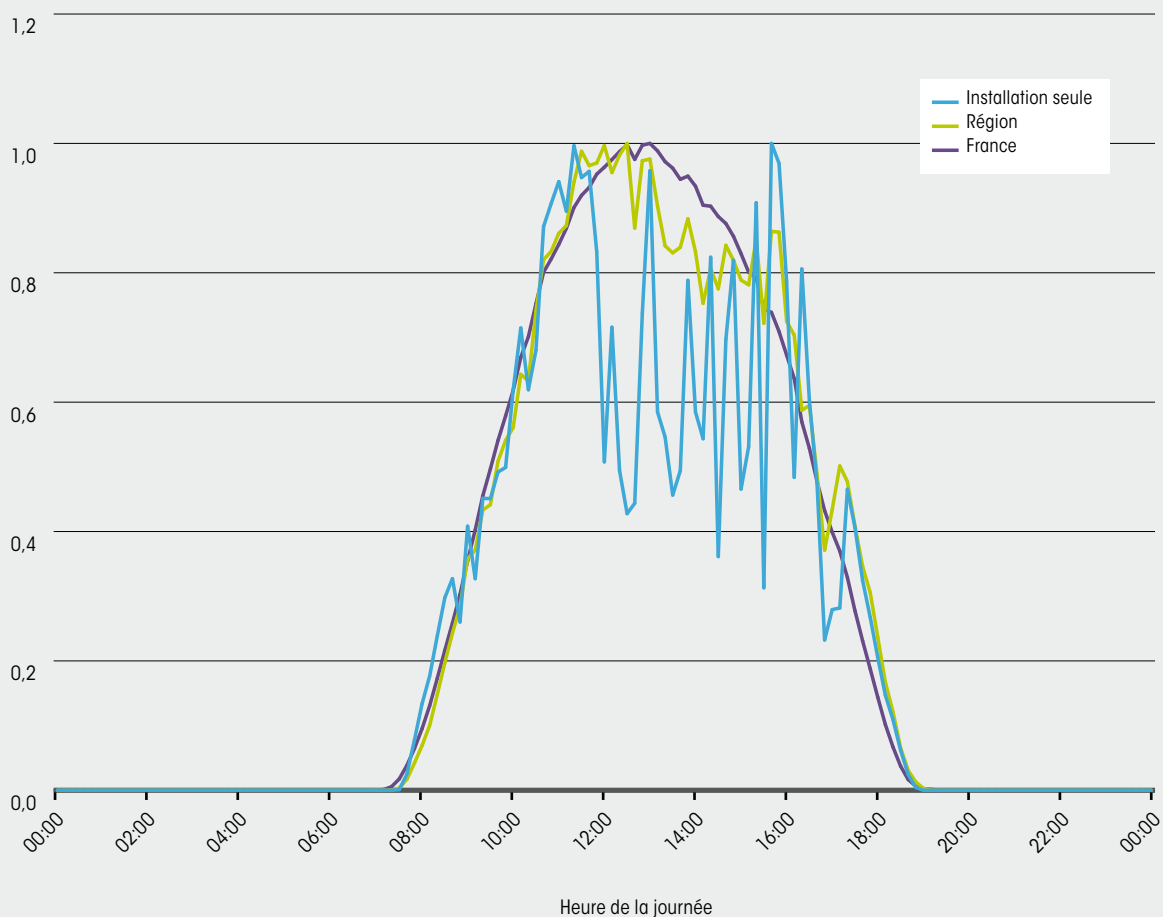
## 4.4. Les caractéristiques de la production photovoltaïque

La production photovoltaïque se caractérise par un profil de production ayant la forme d'une cloche centrée sur le midi solaire. Si la production d'une installation considérée indépendamment peut subir de brusques variations (son facteur de charge peut passer de 100% à 10% en moins d'une minute), les variations

constatées sur un poste, ou à l'échelle d'une région et, a fortiori, à l'échelle nationale, sont lissées par l'effet de foisonnement. Le graphique ci-dessous illustre cet effet en comparant le profil de production photovoltaïque à différentes mailles : installation seule, Région et France.

### Foisonnement de la production photovoltaïque

Indice de production (P/P max. de la journée)





## 4.5. La maîtrise des flux de production photovoltaïque

Le profil de production journalier prend la forme d'une cloche avec le maximum de la production intervenant au midi solaire. Le niveau de la production dépend de facteurs tels que le rayonnement et la nébulosité.

La production photovoltaïque provient de plus de 310 000 installations, raccordées pour plus de 90% sur les réseaux de distribution, et pour lesquelles des téléinformations ne sont pas toutes disponibles en temps réel. Cette caractéristique de la production photovoltaïque a nécessité une adaptation des outils d'exploitation du réseau électrique permettant de disposer de prévisions de la production et d'une estimation de la puissance électrique injectée sur le réseau en temps réel.

C'est pourquoi, RTE a mis en place un système de prévisions, d'observation et d'estimation de la production photovoltaïque : « IPES<sup>(\*)</sup> ».

### Prévision de la production photovoltaïque en J-1

IPES héberge un modèle de prévisions de production photovoltaïque développé par RTE et opérationnel depuis 2012 : PHOSPHORE. Il s'appuie sur des données de prévision de température et de nébulosité fournies par Météo France.

La prévision effectuée la veille pour le lendemain par RTE est affinée de manière infra-journalière, jusqu'à un horizon d'une heure avant le temps réel, en se basant sur les dernières données météorologiques et les dernières données de télémesures.

### Estimation de la production photovoltaïque en temps réel

Le système IPES estime la puissance photovoltaïque produite en temps réel grâce à des télémesures réalisées par RTE ou transmises par d'autres acteurs dont ERDF. Au 30 juin 2014, 17 % de la puissance photovoltaïque produite est télémesurée en temps réel. La puissance produite par le reste du parc est estimée par des modèles numériques.

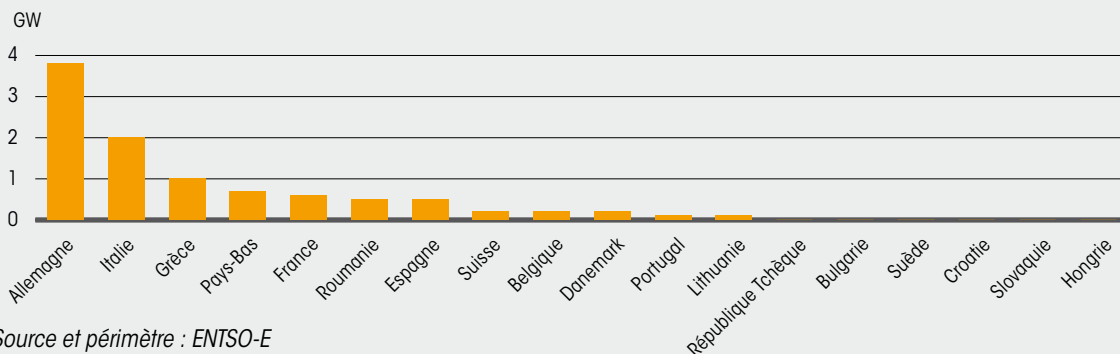
En pourcentage de la puissance installée, l'erreur quadratique entre l'estimation temps réel et la mesure sur cette période est de 2,8 %. Le biais de cet écart est faible, avec une estimation en moyenne légèrement sous-estimée (biais de -1 %). L'erreur quadratique et le biais ne sont calculés que sur les plages 8h-17h.

La qualité des prévisions et de l'estimation de la production photovoltaïque est étroitement liée à la qualité et à la précision des données disponibles. Depuis la création d'IPES, RTE poursuit sa démarche coopérative avec les gestionnaires de réseau de distribution et les producteurs photovoltaïques. Cette démarche permet de disposer de prévisions et d'estimations de production photovoltaïque de qualité. Les données temps réel sont rendues publiques par RTE via son site internet et son application éCO2mix.

(\*) Insertion de la production EnR intermittente dans le Système électrique



### Puissance solaire raccordée en 2013 en Europe



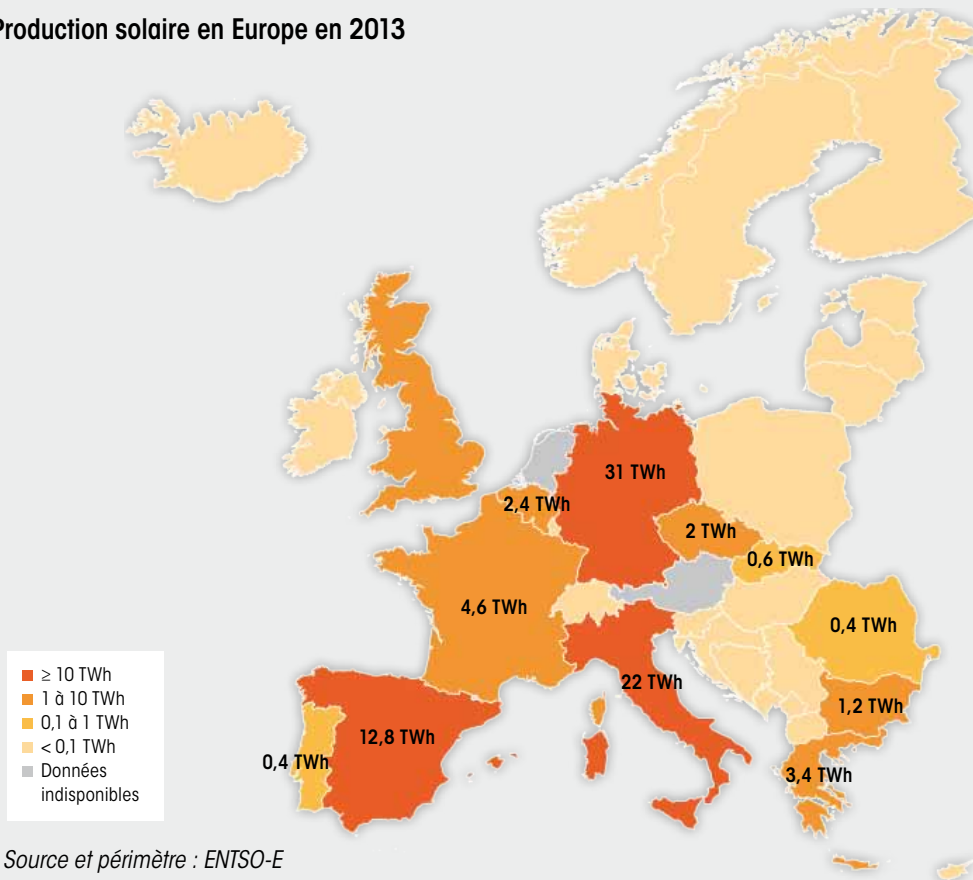
Source et périmètre : ENTSO-E  
 Seuls les pays ayant raccordé plus de 1 MW en 2013 sont présentés.

## La production solaire

Trois pays européens ont une production supérieure à 10 TWh : l'Allemagne (31 TWh), l'Italie (22 TWh) et l'Espagne (12,8 TWh). La France dispose, quant à elle, d'une production de 4,6 TWh en 2013.

A l'échelle de l'ENTSO-E, la production de l'année 2013 a été de 81 TWh.

### Production solaire en Europe en 2013



Source et périmètre : ENTSO-E

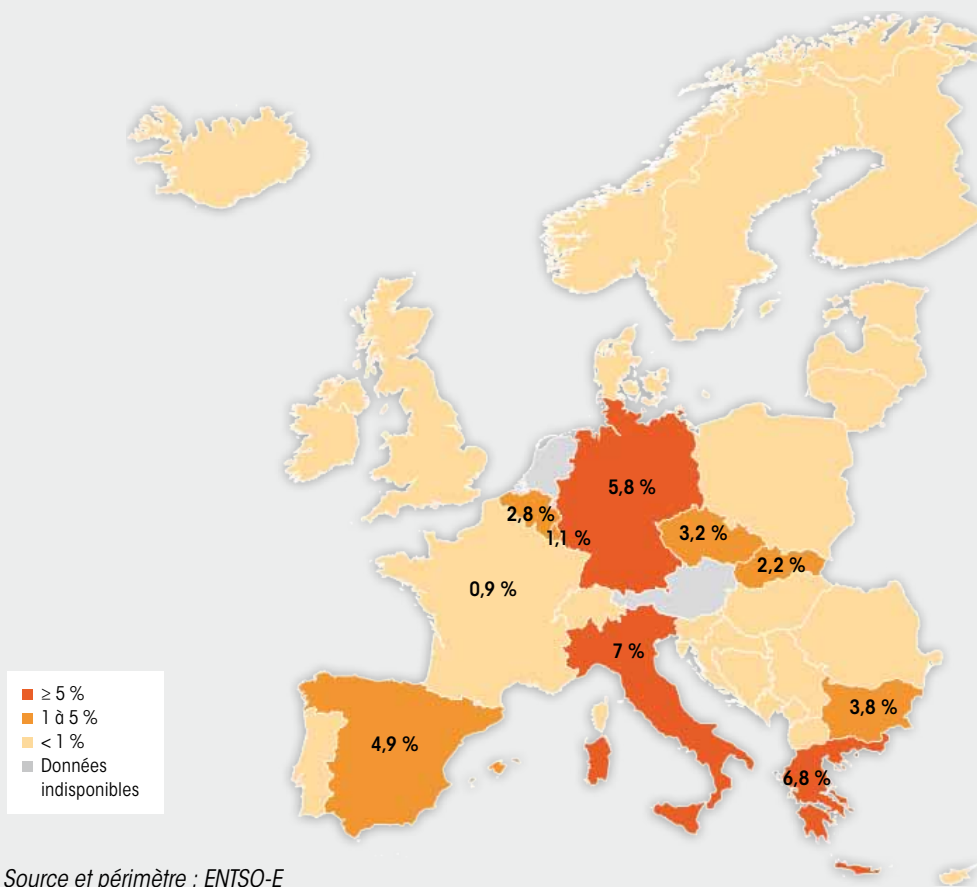
(\*) A la date de publication du Panorama, les données relatives à la Grande-Bretagne ne couvrent pas 100 % du territoire

# La couverture de la consommation électrique par la production solaire

La production solaire a permis de répondre à 2,5 % de la consommation d'électricité dans les pays européens membres de l'ENTSO-E.

L'Italie, pays où la production solaire participe le plus à la couverture de la consommation avec 7 %, est suivie par la Grèce avec un taux de 6,8 %, puis par l'Allemagne avec 5,8 % et l'Espagne avec 4,9 %. La France se situe, quant à elle, en dixième position avec 0,9 %.

Taux de couverture moyen de la consommation par la production solaire en 2013



Source et périmètre : ENTSO-E

## LA FILIÈRE HYDRAULIQUE AU PREMIER SEMESTRE 2014



### 1. Chiffres clefs et contexte institutionnel

1.1. Chiffres clefs.....	52
1.2. Contexte institutionnel.....	52

### 2. Le parc hydraulique en France

2.1. Parc hydraulique et types de centrales.....	54
2.2. Répartition régionale du parc hydraulique.....	55
2.3. Répartition du parc hydraulique en puissance.....	56

### 3. Les perspectives de croissance du parc hydraulique en France

3.1. File d'attente de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution.....	57
3.2. Parc installé, file d'attente et objectifs nationaux.....	57

### 4. La production hydraulique

4.1. Production hydraulique dans l'équilibre offre-demande.....	58
4.2. Taux de couverture de la consommation par la production hydraulique.....	61

5. Principaux chiffres de la filière en Europe.....	64
---	----

# 1. Chiffres clefs et contexte institutionnel

## 1.1. Chiffres clefs

### Puissance hydraulique raccordée au 30 juin 2014

- Le parc hydraulique raccordé représente une puissance de **25 434 MW** dont 23 684 MW sur le réseau de RTE, 1 470 MW sur le réseau d'ERDF et 58 MW sur les réseaux des ELD.
- Le parc hydraulique ne connaît pas d'évolution significative des capacités raccordées depuis la fin des années 1990.

### File d'attente des raccordements au 30 juin 2014

- La file d'attente pour le raccordement des installations hydrauliques aux réseaux publics de transport et de distribution est de **562 MW** au 30 juin 2014, contre 443 MW au 31 décembre 2013. Elle se répartit entre 457 MW sur le réseau de RTE, 102 MW sur le réseau d'ERDF et 3 MW sur les réseaux des ELD.

### Production hydraulique renouvelable<sup>(\*)</sup>, du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014

- La production hydraulique renouvelable du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 s'élève à **65 TWh**. (La production hydraulique totale, incluant la part non renouvelable produite par les installations turbinant de l'eau remontée par pompage, est de 70 TWh).
- Le taux moyen de couverture de la consommation par la production hydraulique renouvelable pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 est de **13,8 %**.

## 1.2. Contexte institutionnel

### Expérimentation d'une autorisation unique

Dans le cadre de la loi du 2 janvier 2014 habilitant le Gouvernement à légiférer par ordonnances pour simplifier et sécuriser la vie des entreprises, une procédure d'autorisation unique pour les installations, ouvrages travaux et activités (IOTA) soumis à la loi sur l'eau sera expérimentée dans l'ensemble des départements des régions Rhône-Alpes et Languedoc-Roussillon pour une durée de trois ans. Cette procédure doit permettre d'accélérer l'instruction des dossiers.

### Augmentation des débits réservés

L'article L.214-18 du code de l'environnement impose à tout ouvrage transversal dans le lit mineur d'un cours (seuils et barrages) de laisser dans le cours d'eau à l'aval, un débit minimal garantissant en permanence la vie, la circulation et la reproduction des espèces présentes, communément appelé « débit réservé » ou

« débit minimal ». Conformément à l'article L. 214-18 du code de l'environnement, modifié par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 (LEMA), les débits réservés ont été augmentés pour l'ensemble des ouvrages existants avant le 1<sup>er</sup> janvier 2014. Cette modification devrait avoir un impact important sur la production hydroélectrique estimé à une baisse annuelle de près de 4 TWh<sup>(\*\*)</sup>.

### Potentiel de développement de l'hydroélectricité

Dans le cadre de la convention pour le développement d'une hydroélectricité durable, un travail de normalisation des méthodes d'évaluation et de convergence du potentiel hydroélectrique de création de nouveaux sites ou d'équipement de seuils existants a été mené au 1<sup>er</sup> semestre 2013 par la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC), la Direction de l'Eau et de la Biodiversité (DEB), les Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL) et les producteurs.

(\*) La note méthodologique page 1 précise les modalités de calcul de la part renouvelable de la production hydraulique (modalités définies en application du décret n°2006-1118)

(\*\*) Source SER

Ce travail a consisté à confronter les différentes études de potentiel hydroélectrique existantes et les avis des experts sur la liste des projets réalisables techniquement et la liste des tronçons exploitables afin de disposer in fine d'une vision partagée du potentiel hydroélectrique français. Il en ressort un potentiel « convergé » de 10 TWh/an<sup>(\*)</sup> de production supplémentaire, répartis entre des installations nouvelles (9 TWh/an<sup>(\*)</sup>) et l'équipement de seuils existants (1 TWh/an<sup>(\*)</sup>).

### **Classement des cours d'eau**

Le classement des cours d'eau, prévu par l'article L. 214-17-1 du code de l'environnement, issu de la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA), prévoit l'établissement de deux listes distinctes de cours d'eau. La première concerne les cours d'eau sur lesquels aucune autorisation ou concession ne peut être accordée pour la construction de nouveaux ouvrages s'ils constituent un obstacle à la continuité écologique. La seconde liste a trait aux cours d'eau sur lesquels il est nécessaire d'assurer le transport suffisant des sédiments et la circulation des poissons migrateurs. L'inscription sur l'une ou l'autre de ces listes a pour conséquence d'imposer des obligations particulières qui tendent à préserver la continuité écologique sur des cours d'eau à valeur écologique reconnue. Les arrêtés de classement en liste 1 sur les 6 bassins hydrologiques français (Adour Garonne, Artois Picardie, Seine Normandie, Rhin Meuse, Loire Bretagne, et Rhône Méditerranée) ont été adoptés

en 2012 et 2013. Ils auront un impact fort sur l'exploitation du potentiel hydroélectrique : les producteurs estiment ainsi que près des trois-quarts du potentiel identifié pourraient être obérés du fait des seuls classements en liste 1.

### **Renouvellement des concessions hydroélectriques**

Le projet de loi de transition énergétique pour la croissance verte, présenté par Ségolène ROYAL en juillet 2014, prévoit la création d'une nouvelle catégorie de sociétés d'économie mixte (SEM), dont l'objet est d'exploiter des contrats de concessions hydroélectriques sur une vallée. Cette disposition permettrait, selon l'exposé des motifs du projet de loi, de mieux associer les collectivités territoriales à la gestion des usages de l'eau, et de renforcer le contrôle public sur le patrimoine commun que constitue le parc hydroélectrique français. Pour l'attribution de certaines concessions, l'État pourra ainsi décider de recourir à la création d'une SEM, à laquelle il pourra associer d'autres personnes publiques (collectivités locales mais également d'éventuels investisseurs publics). Le ou les actionnaire(s) privé(s) seront sélectionnés à l'issue d'une procédure de mise en concurrence qui permettra simultanément d'attribuer le contrat de concession à la SEM nouvellement créée. Le projet de loi est actuellement examiné à l'Assemblée nationale.

(\*) Source DGEC et DEB, Connaissance du potentiel hydroélectrique français, disponible à l'adresse suivante : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Potentiel-hydroelectrique-francais.html>

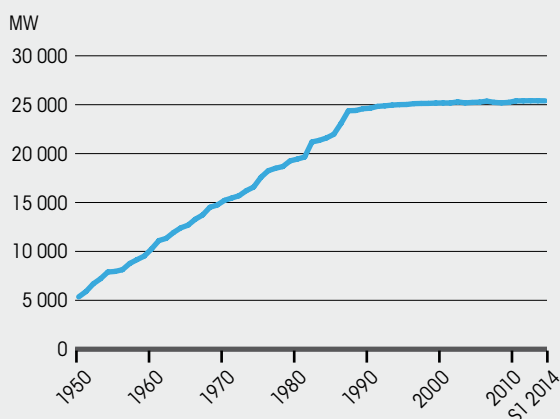
## 2. Le parc hydraulique en France

### 2.1. Parc hydraulique et types de centrales

Avec une capacité installée de 25 434 MW, la filière hydraulique est la deuxième source d'électricité française, et la première parmi les sources renouvelables. Le parc hydraulique est réparti entre 23 684 MW raccordés au réseau de transport et 1 750 MW aux réseaux de distribution (dont 222 MW sur le réseau d'EDF-SEI en Corse).

Après une croissance historique soutenue depuis les années 1950, la capacité du parc hydraulique s'est stabilisée au tournant des années 1990 autour de 25 000 MW. Aucune évolution significative n'a été enregistrée depuis.

Evolution de la puissance du parc hydraulique installé depuis 1950



Les centrales hydrauliques se répartissent en différentes catégories selon la durée de remplissage de leurs réservoirs.

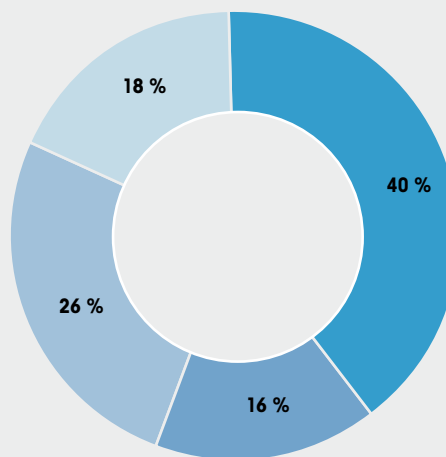
**Les « centrales lacs »**, situées dans les lacs en aval des moyennes et hautes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir supérieure à 400 heures et permettent un stockage saisonnier.

**Les « centrales éclusées »**, situées principalement dans les lacs en aval des moyennes montagnes, ont une durée de remplissage de réservoir comprise entre 2 et 400 heures et assurent une fonction de modulation journalière, voire hebdomadaire (pic de consommation journalière, entre les jours ouvrés et non ouvrés...).

**Les « centrales fil de l'eau »**, situées principalement dans les plaines, présentent une retenue de faible hauteur et ont une durée de remplissage inférieure à 2 heures. Elles ont donc des capacités faibles de modulations par le stockage et leur production dépend du débit des fleuves.

Par ailleurs, **les centrales dites « STEP »** (les stations de transfert d'énergie par pompage), fonctionnant en cycles pompage-turbinage entre un réservoir inférieur et un réservoir supérieur, grâce à des turbines-pompes réversibles, constituent un outil de stockage efficace contribuant à l'équilibre du système électrique. Les réservoirs peuvent être alimentés dans certains cas par des apports naturels significatifs.

Répartition des capacités hydrauliques sur le réseau de transport par type de centrale, au 30 juin 2014



■ Lac ■ Eclusée ■ Fil de l'eau ■ STEP

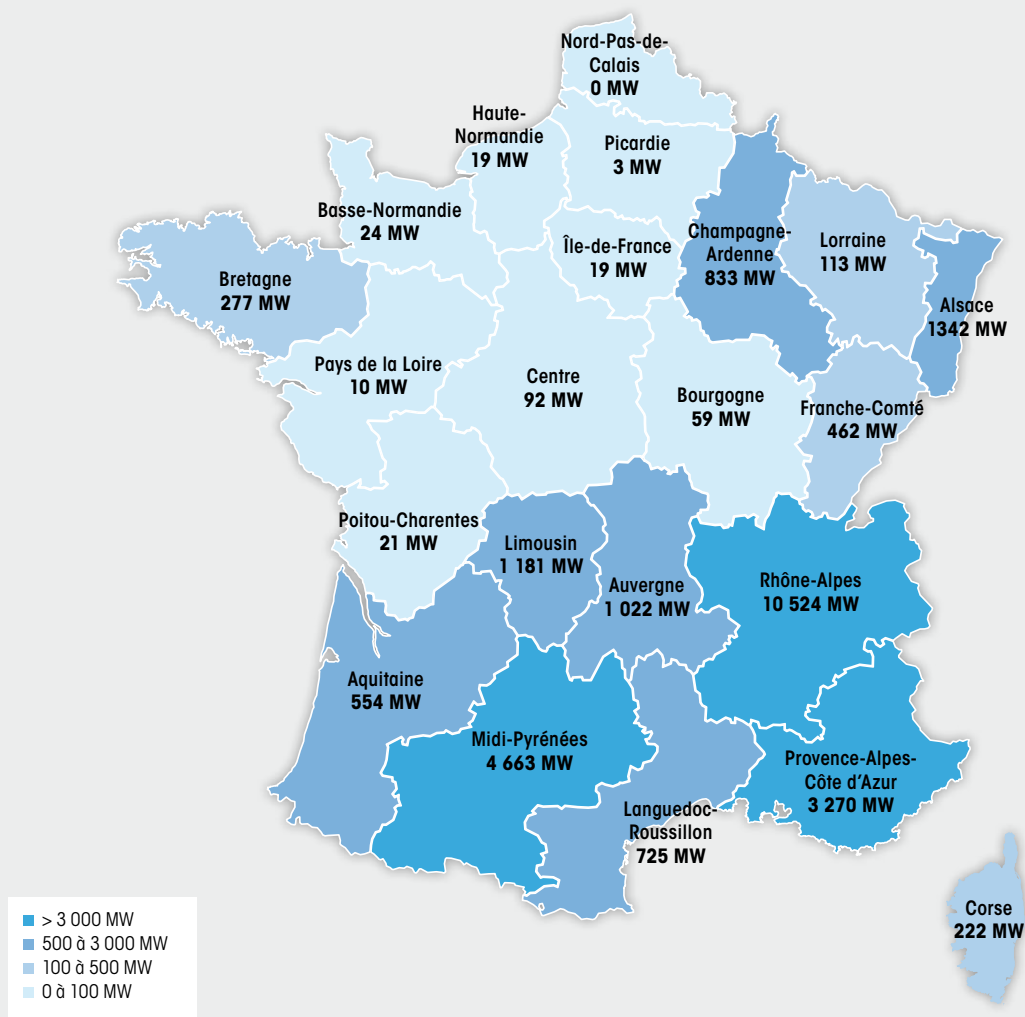


## 2.2. Répartition régionale du parc hydraulique

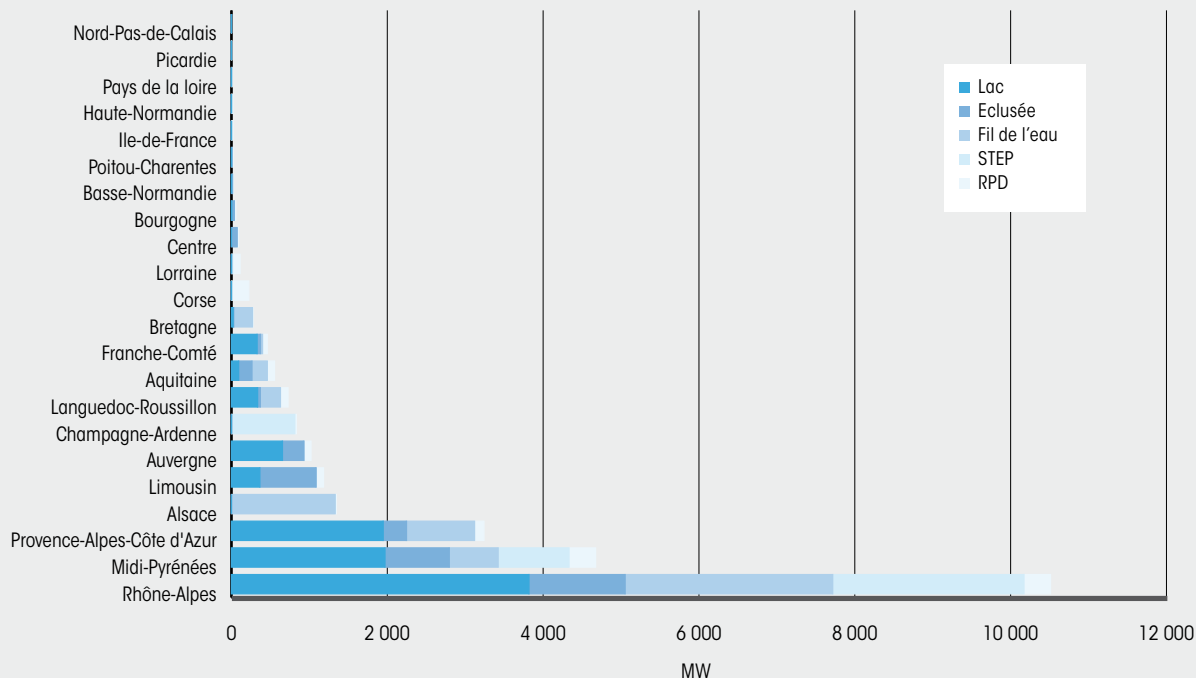
La Région Rhône-Alpes accueille le parc hydraulique le plus important avec 10 524 MW de capacités raccordées, soit près de 41 % du parc installé en France métropolitaine. Elle est suivie de

Midi-Pyrénées et de Provence-Alpes-Côte d'Azur avec respectivement 4 663 MW et 3 270 MW. Ces trois régions concentrent plus de 70 % du parc hydraulique.

Répartition régionale du parc hydraulique raccordé au 30 juin 2014



### Répartition régionale du parc hydraulique raccordé sur le réseau de transport par type de centrale, et raccordé sur le RPD au 30 juin 2014

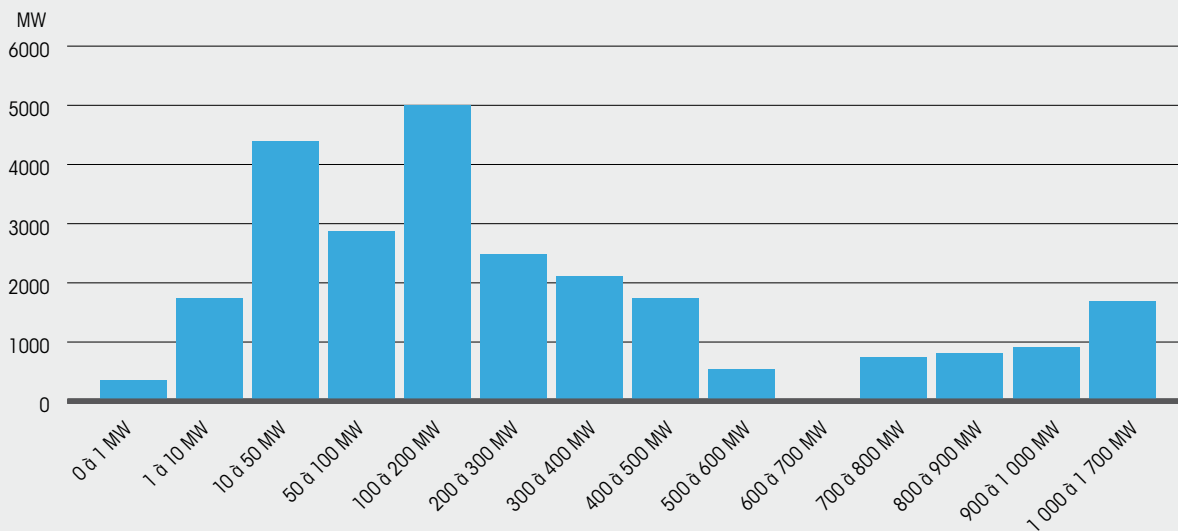


## 2.3. Répartition du parc hydraulique en puissance

Le parc hydraulique français compte plus de 2 300 centrales hydrauliques dont 95 d'une puissance comprise entre 50 et 600 MW, qui concentrent 58 % de la capacité de production.

Près de 1 600 installations, représentant 1,7 % de la capacité installée, sont d'une puissance inférieure à 1 MW.

### Répartition des installations hydrauliques par segment de puissance



# 3. Les perspectives de croissance du parc hydraulique en France

## 3.1. File d'attente de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution

La file d'attente de raccordement aux réseaux de transport et de distribution représente une puissance de 562 MW au 30 juin 2014 contre 443 MW au 31 décembre 2013.

Au 30 juin 2014, 81 % de ces capacités sont en file d'attente de raccordement au RPT, et portent principalement sur l'accroissement de la puissance des installations existantes. La principale région concernée est Rhône-Alpes avec 422 MW en file d'attente soit 75 % de la puissance en attente de raccordement à l'échelle nationale.

Evolution de la file d'attente (MW)

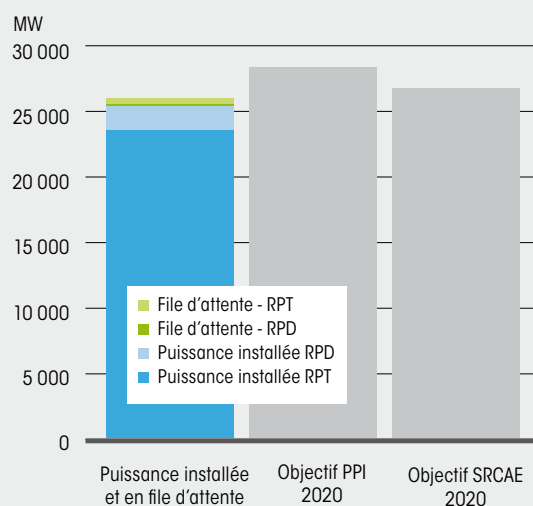
	File d'attente au 31 décembre 2013	File d'attente au 30 juin 2014
RPT	348	457
RPD	95	105
<b>Total</b>	<b>443</b>	<b>562</b>

## 3.2. Parc installé, file d'attente et objectifs nationaux

Le parc hydraulique installé au 30 juin 2014 représente 90 % de l'objectif hydraulique PPI(\*) et 95 % de la somme des objectifs hydrauliques SRCAE.

La file d'attente représente 20 % des capacités nécessaires pour atteindre l'objectif PPI et 44 % des capacités à raccorder pour atteindre la somme des objectifs SRCAE de la France continentale.

Puissance hydraulique raccordée, en file d'attente, objectifs SRCAE et PPI



(\*) Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité

## 4. La production hydraulique

### 4.1. Production hydraulique dans l'équilibre offre-demande

La production hydraulique du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014 s'élève à 65 TWh. La production mensuelle varie entre un minimum de 3,8 TWh en septembre 2013 et un maximum atteint en février 2014 avec 6,6 TWh.

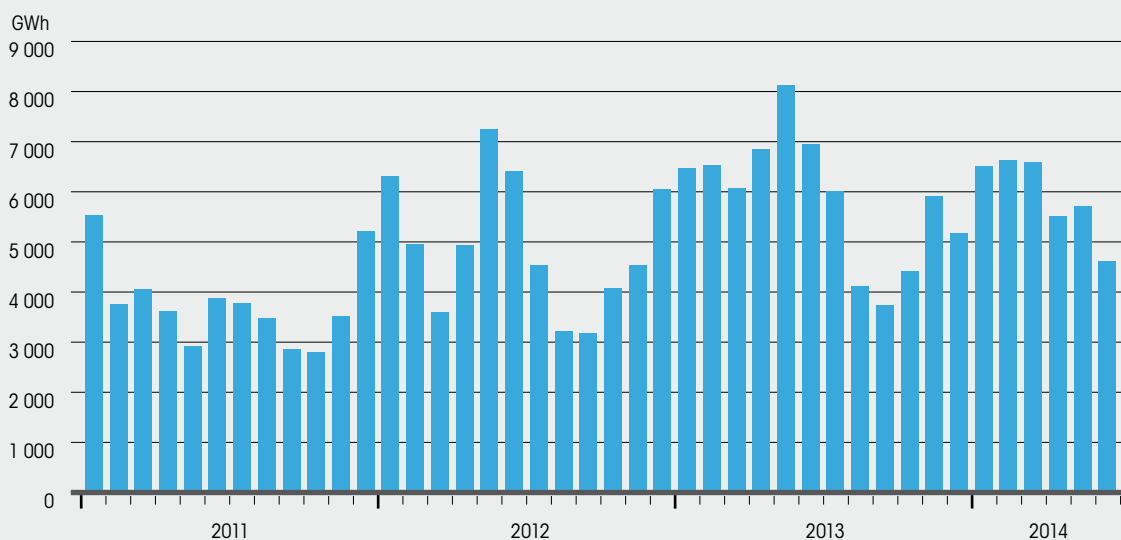
Les cinq régions contribuant le plus à la production hydraulique en France sont Rhône-Alpes, Provence-Alpes-Côte d'Azur, Midi-Pyrénées, Alsace et Languedoc-Roussillon. Ces régions représentent 86 % de la production hydraulique en France métropolitaine avec plus de 56 TWh. Champagne-Ardenne se caractérise par une production hydraulique renouvelable relativement faible (109 GWh)

au regard de son parc installé (833 MW). Ce chiffre s'explique par la structure du parc hydraulique composé à plus de 95 % par une STEP dont une grande partie de la production n'est pas considérée comme renouvelable.

De manière générale, la production est plus importante les seconds trimestres d'une année calendaire en raison des apports hydrauliques dus à la fonte des neiges.

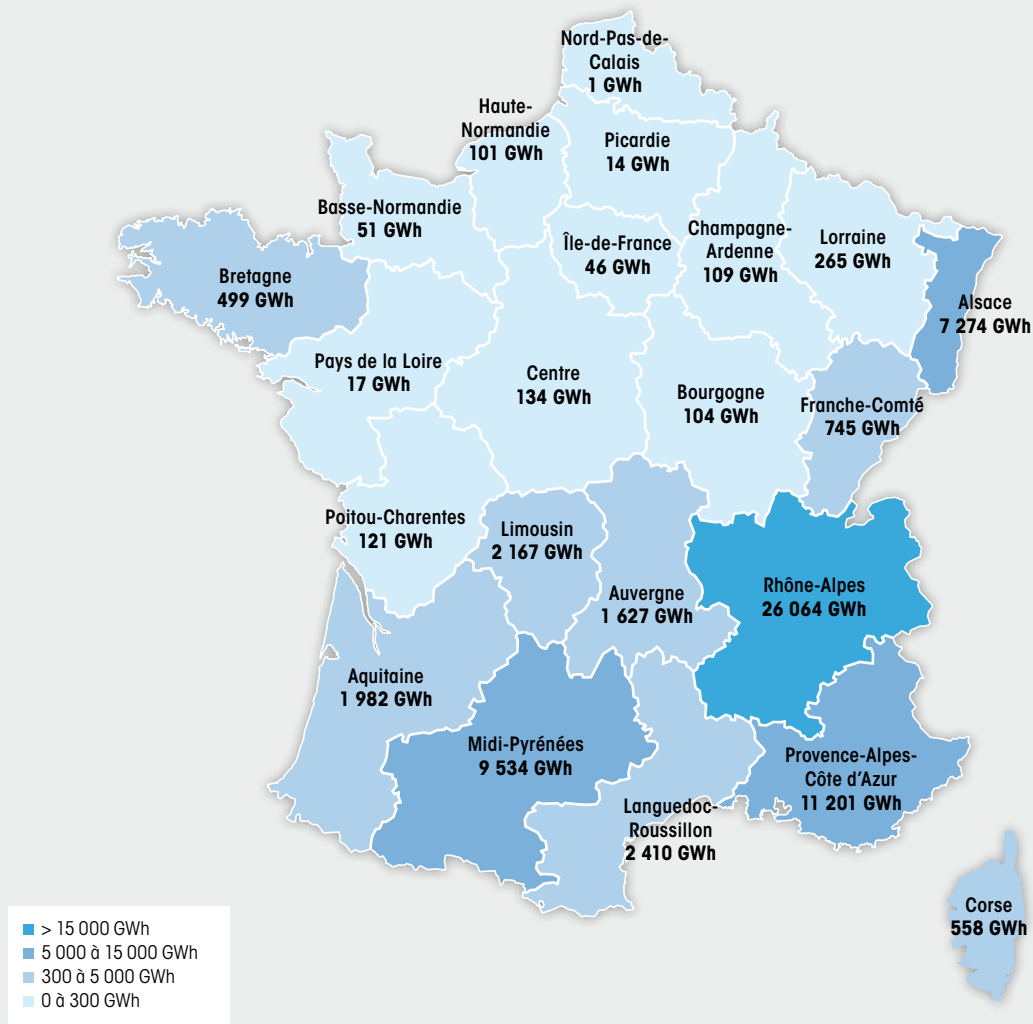
Le premier semestre de l'année 2014 constitue une exception due au faible niveau d'enneigement et à l'importance des précipitations sur les trois premiers mois de l'année.

Production hydraulique mensuelle depuis 2011



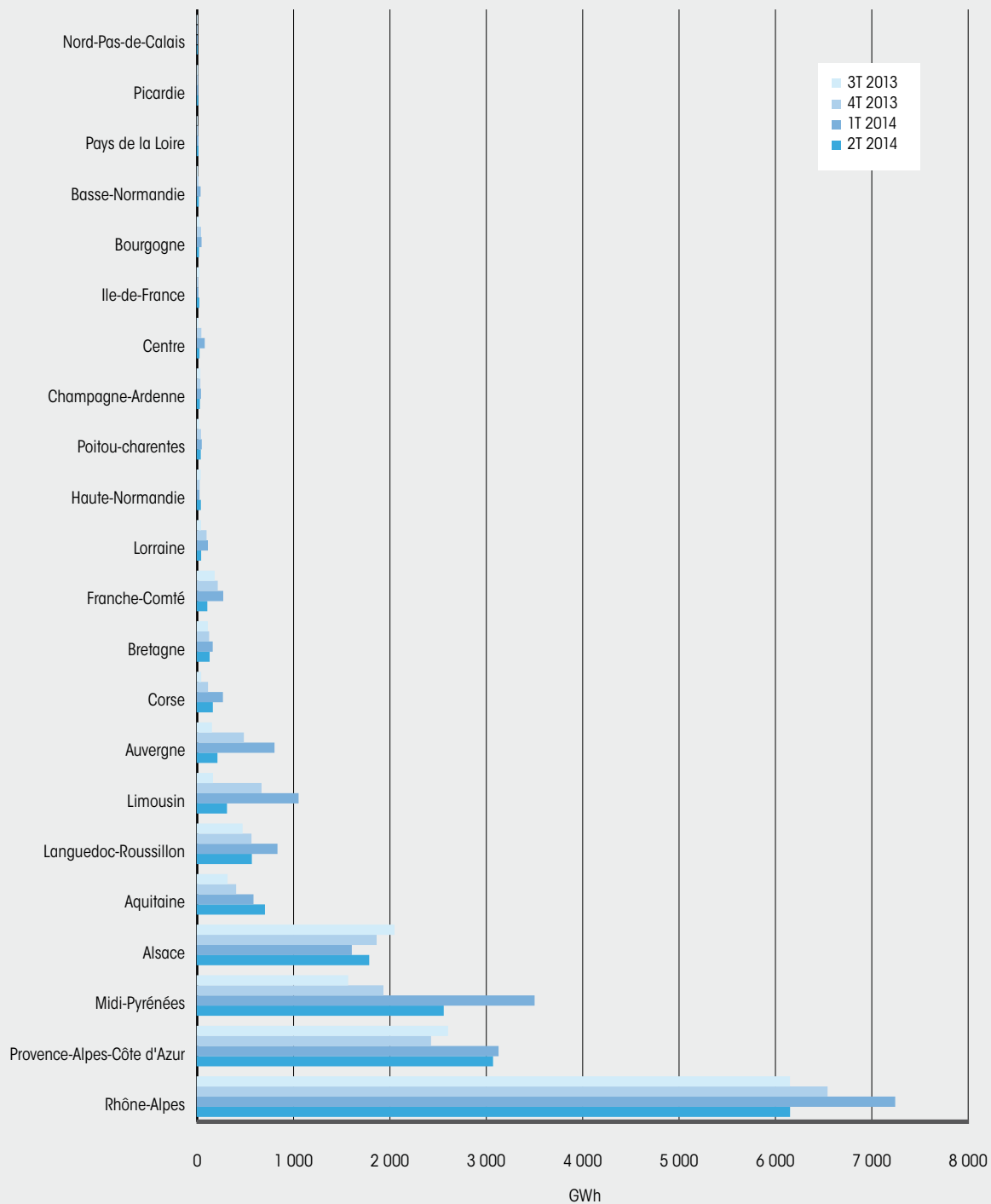
La production publiée correspond à la part renouvelable de la production hydraulique en France au sens de la réglementation en vigueur

## Production hydraulique du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



*La production publiée correspond à la part renouvelable de la production hydraulique en France au sens de la réglementation en vigueur*

### Production hydraulique trimestrielle du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



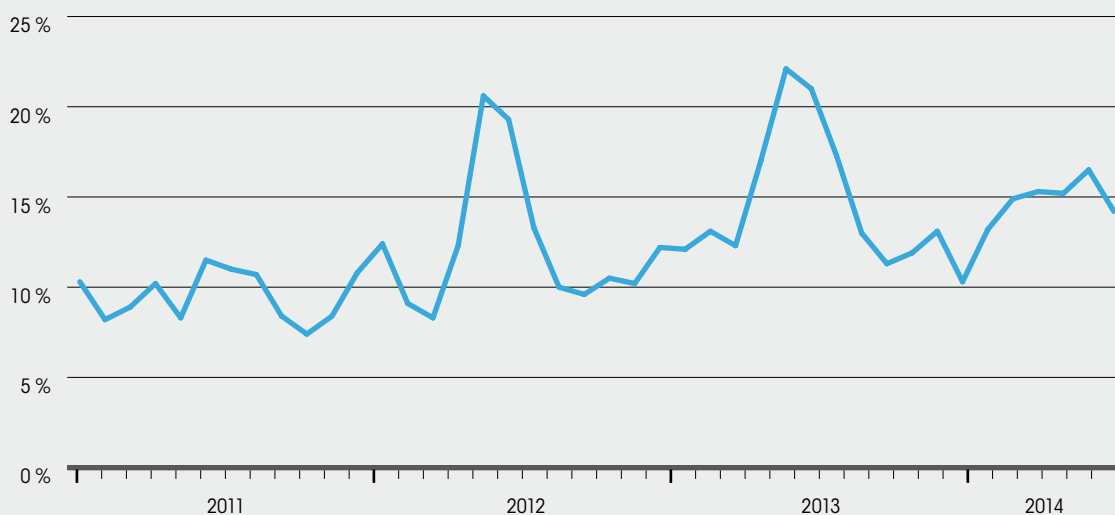
*La production publiée correspond à la part renouvelable de la production hydraulique en France au sens de la réglementation en vigueur*

## 4.2. Taux de couverture de la consommation par la production hydraulique

Du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014, le taux de couverture moyen de la consommation par la production hydraulique est de 13,8 %. Le taux de couverture moyen mensuel varie durant cette période entre un minimum de 10,3 % en décembre et un maximum de 17,3 % en juillet 2013.

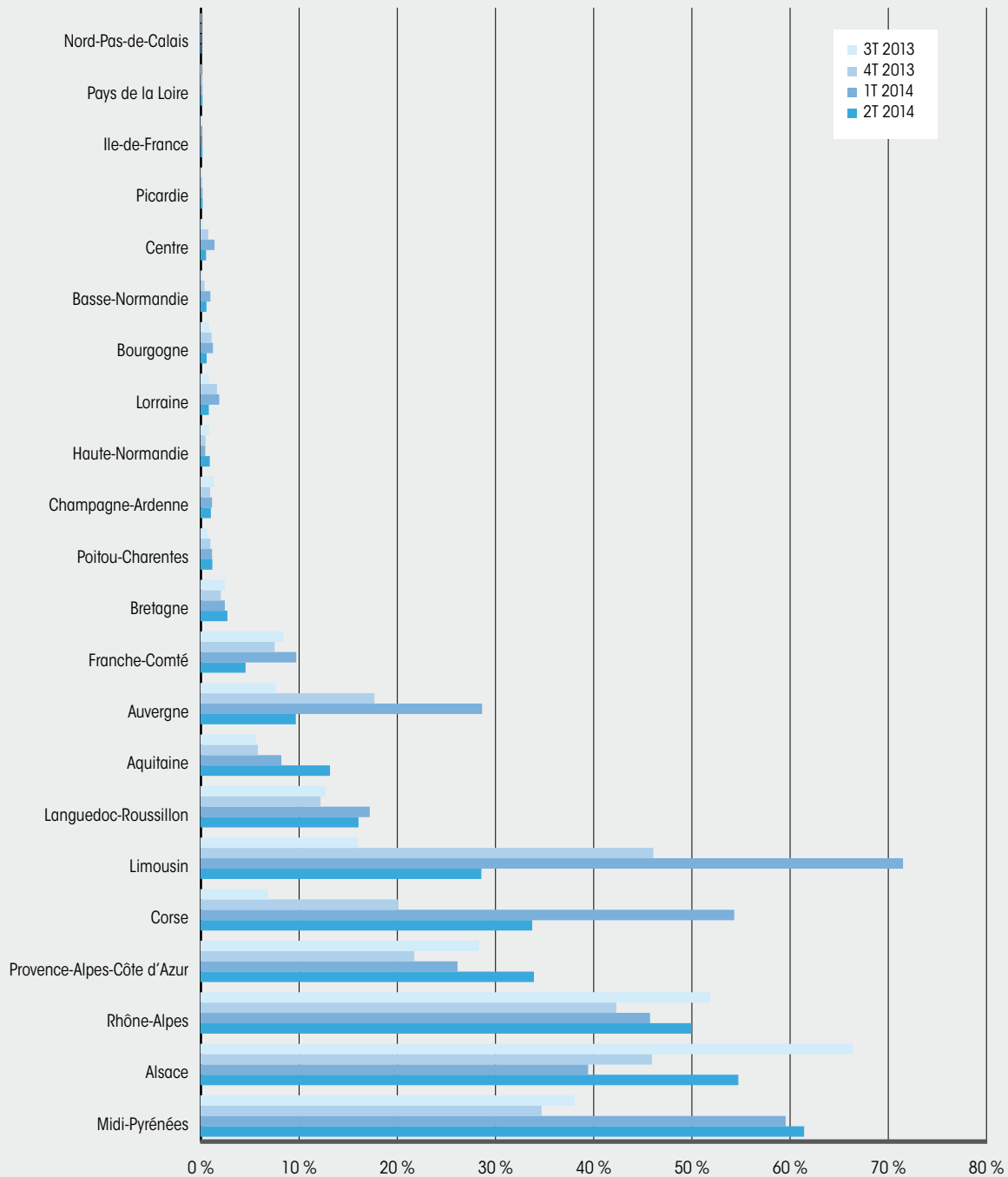
Le taux de couverture annuel moyen par région durant cette période atteint un maximum de 50 % en Alsace ; le taux de couverture mensuel maximum a été atteint dans le Limousin avec 84 % au mois de février 2014.

Taux de couverture mensuel moyen de la consommation par la production hydraulique depuis 2011



La production prise en compte correspond à la part renouvelable de la production hydraulique en France au sens de la réglementation en vigueur

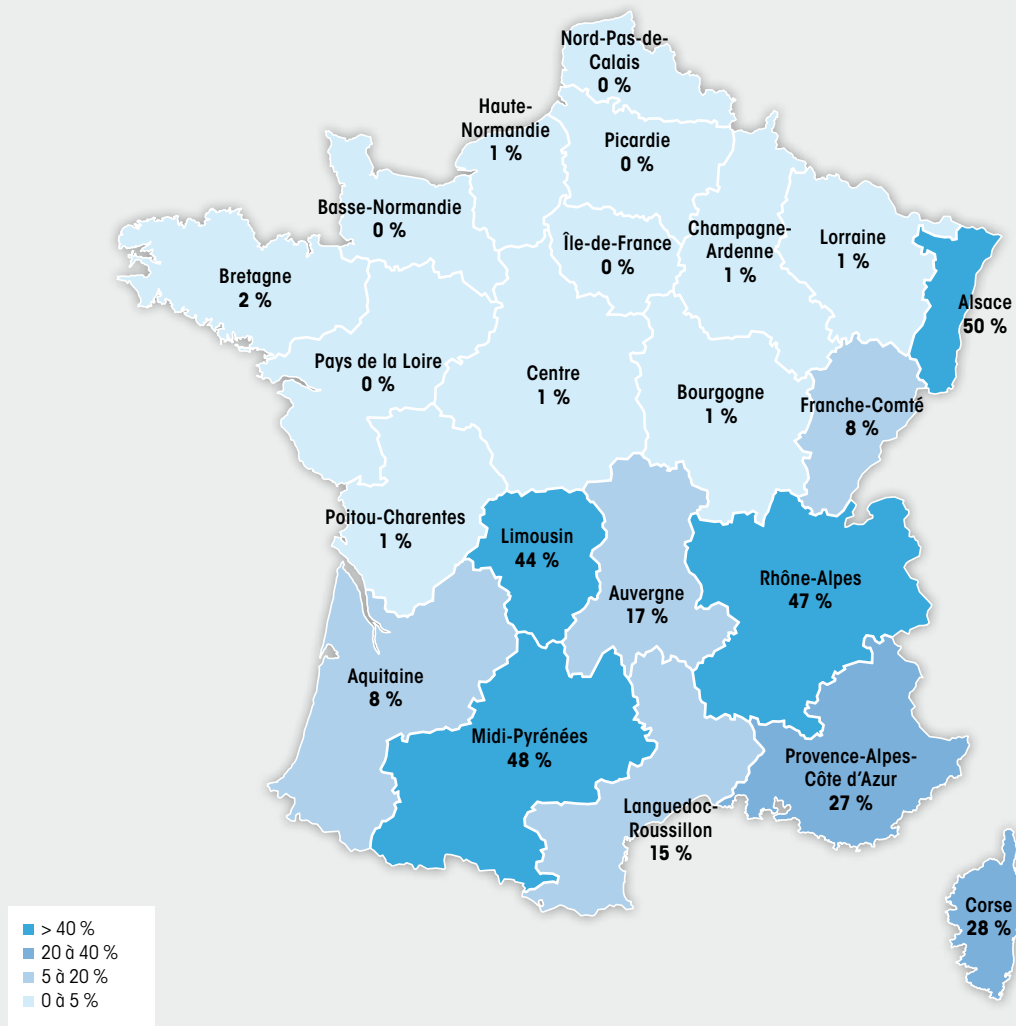
**Taux de couverture moyen trimestriel de la consommation par la production hydraulique par région du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014**



*La production prise en compte correspond à la part renouvelable de la production hydraulique en France au sens de la réglementation en vigueur*



Taux de couverture moyen de la consommation par la production hydraulique par région du 1<sup>er</sup> juillet 2013 au 30 juin 2014



La production prise en compte correspond à la part renouvelable de la production hydraulique en France au sens de la réglementation en vigueur

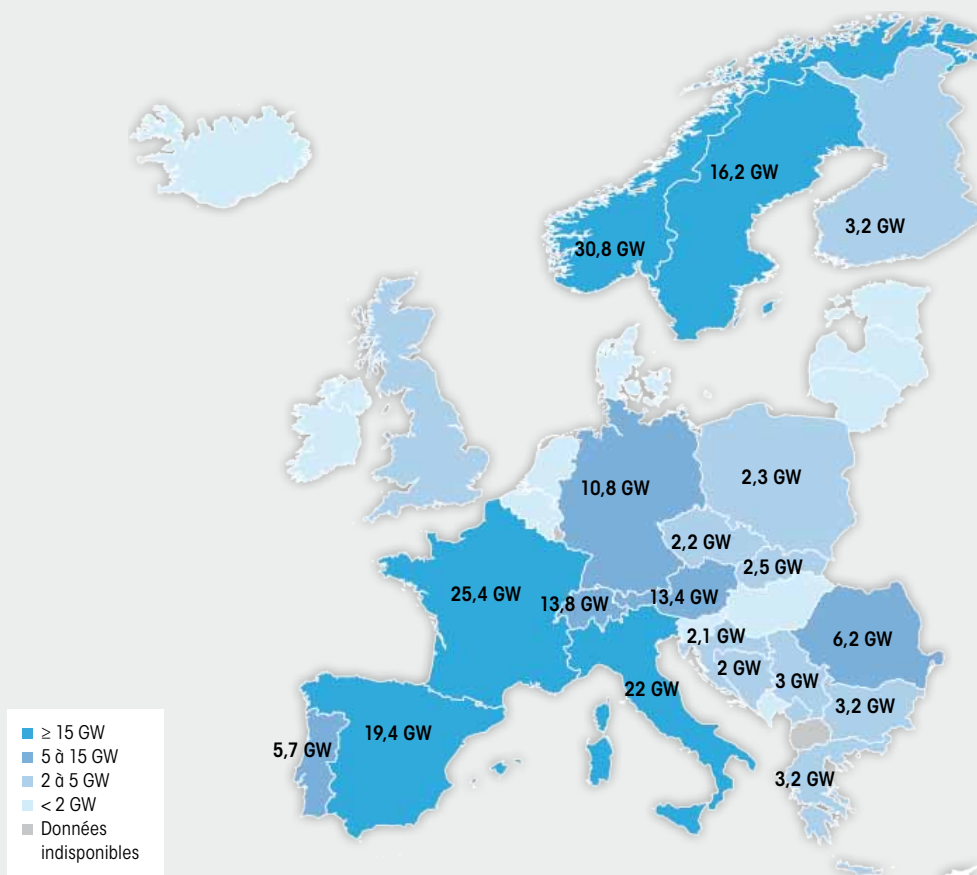
# 5. Principaux chiffres de la filière hydraulique en Europe

## La puissance installée

Le parc hydraulique des pays de l'ENTSO-E s'élève au 31 décembre 2013 à près de 200 GW. Derrière la Norvège (30,8 GW), la France dispose du deuxième parc d'Europe avec plus de 25,4 GW. Elle

est suivie par l'Italie et l'Espagne avec respectivement 22 GW et 19,4 GW de capacités installées.

Puissance hydraulique installée au 31 décembre 2013<sup>(\*)</sup>



Source et périmètre : ENTSO-E

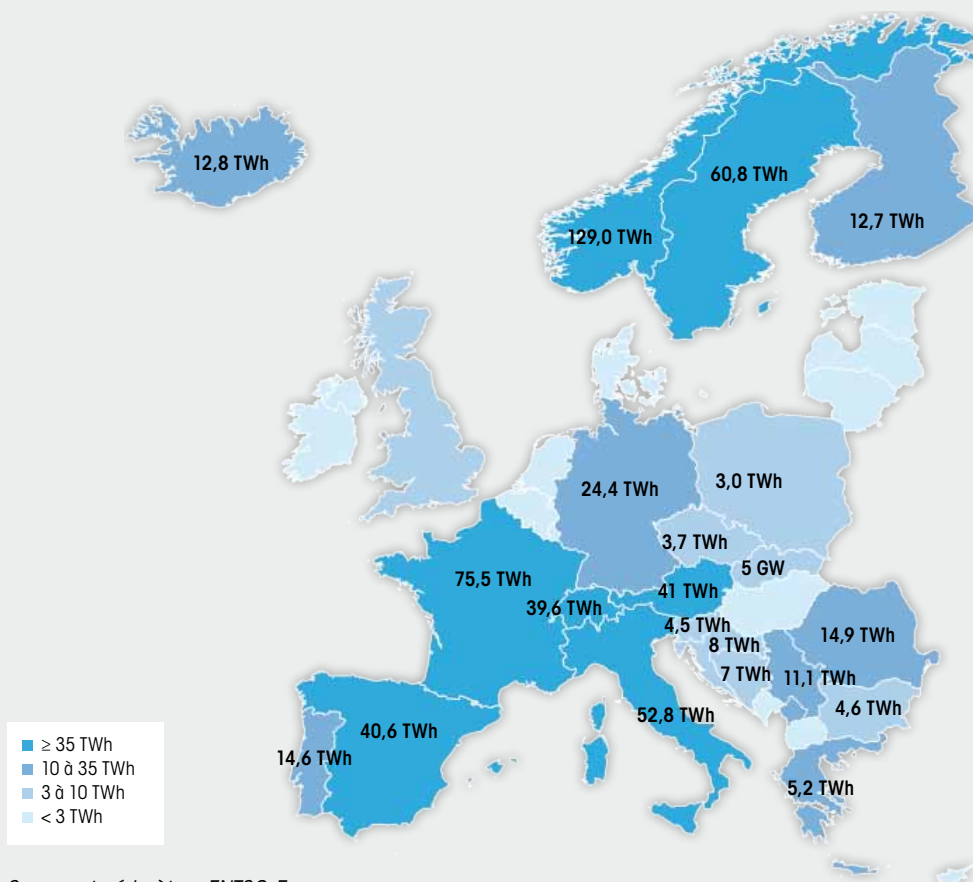
(\*) A la date de publication du Panorama, les données relatives à la Grande-Bretagne ne couvrent pas 100 % du territoire

# La production hydraulique

Six pays européens ont eu en 2013 une production supérieure à 40 TWh : la Norvège (129 TWh), la France (75,5 TWh), la Suède (60,8 TWh), l'Italie (52,8 TWh), l'Autriche (41 TWh), et l'Espagne (40,6 TWh).

A l'échelle de l'ENTSO-E, la production de l'année 2013 a été de 588 TWh.

Production hydraulique en Europe en 2013(\*)



(\*) A la date de publication du Panorama, les données relatives à la Grande-Bretagne ne couvrent pas 100 % du territoire

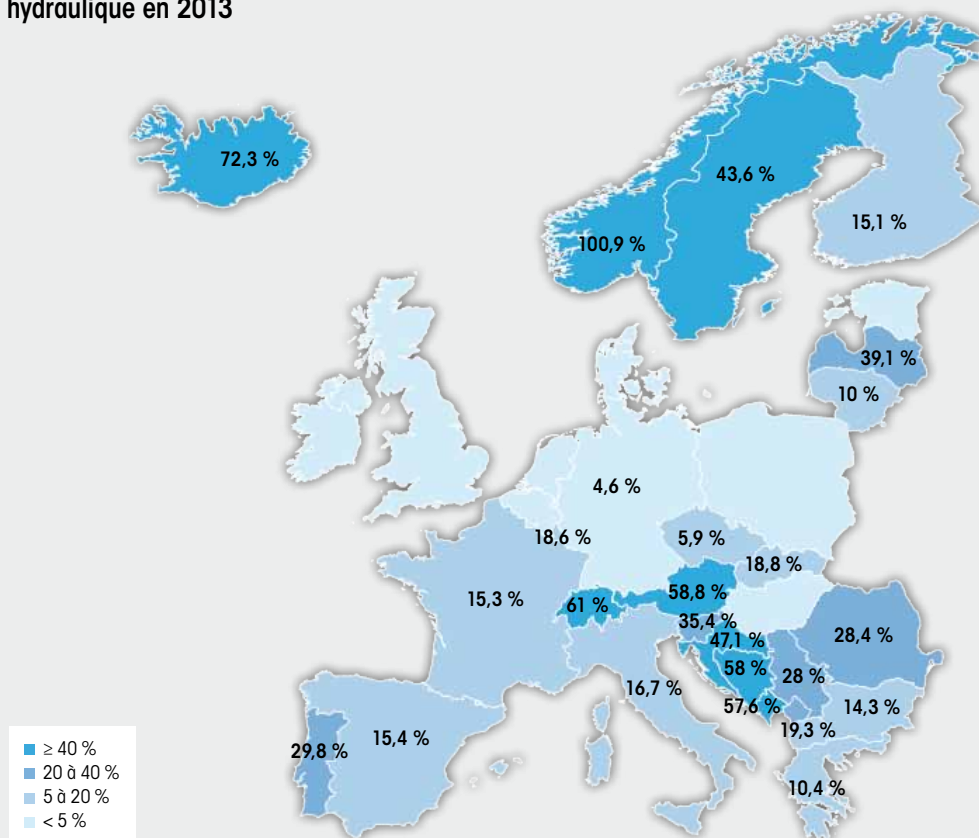
# Le taux de couverture de la consommation par la production hydraulique

L'hydraulique a permis de couvrir 18% de la consommation des pays membres de l'ENTSO-E en 2013.

Le taux de couverture de la consommation par la production hydraulique est supérieur à 40 % dans huit pays de l'ENTSO-E. En 2013, en Norvège la production du parc hydraulique a été

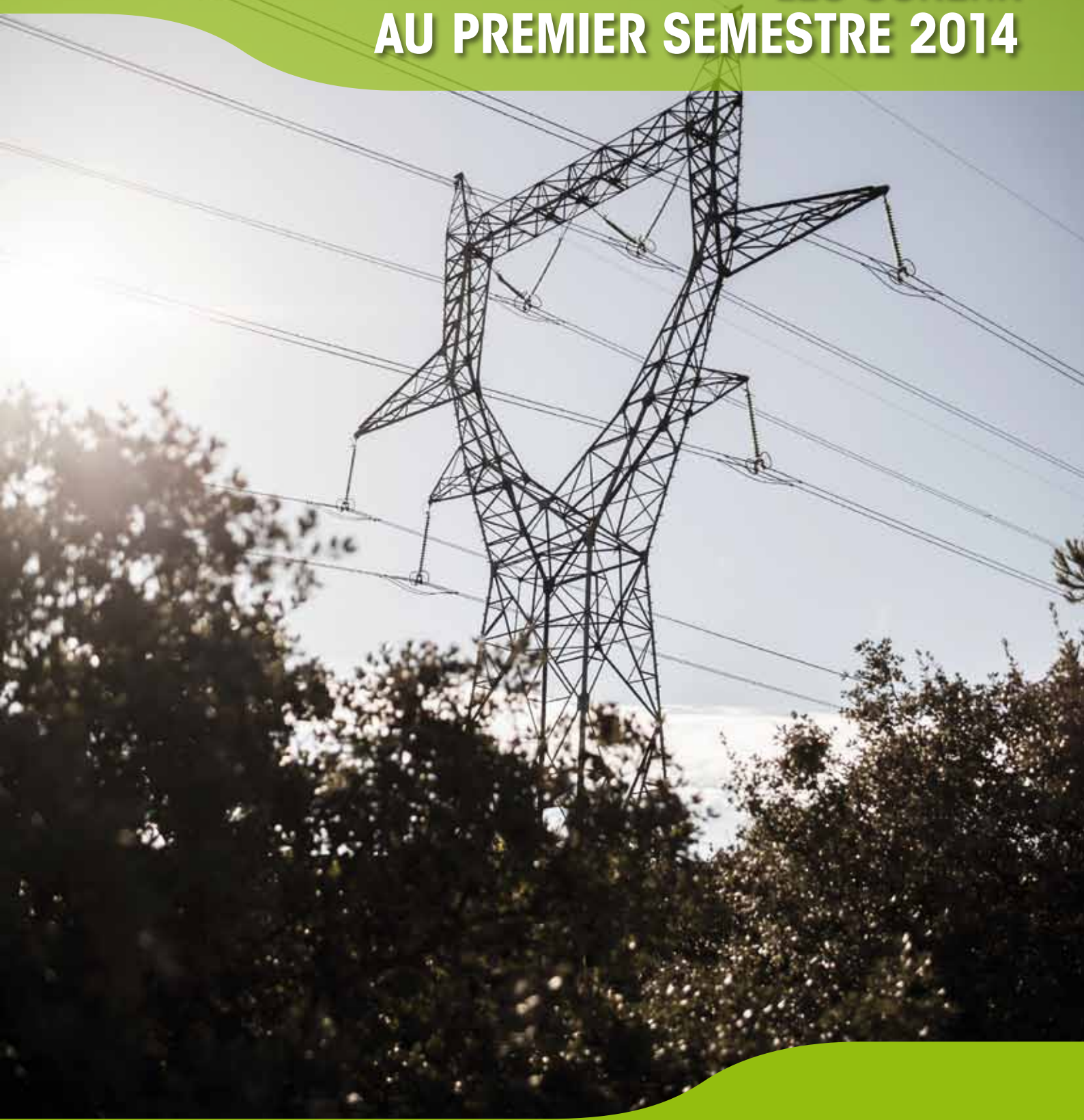
équivalente à la consommation d'énergie électrique totale du pays. Le taux de couverture atteint 72 % en Islande et 61 % en Suisse. L'Italie et l'Espagne connaissent un taux de couverture proche de la moyenne européenne, avec respectivement 17 % et 15 %. Le taux de couverture de la consommation par la production hydraulique est de moins de 5 % en Allemagne.

Taux de couverture de la consommation par la production hydraulique en 2013



Source et périmètre : ENTSO-E

# LES S3REnR AU PREMIER SEMESTRE 2014



1.1. L'élaboration concertée des schémas régionaux de raccordement (S3REnR) pour un accès prioritaire des énergies renouvelables aux réseaux électriques .....	68
1.2. Actualité et chiffres clés de la réalisation des S3REnR .....	70
1.3. Bilan des raccordements dans le cadre des S3REnR.....	71

# Les S3REnR : outil de planification des réseaux pour l'accueil des énergies renouvelables électriques

## Le développement des énergies renouvelables : une adaptation nécessaire des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité à la mesure des objectifs

Les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité peuvent se définir comme des infrastructures permettant la mise en relation de la production d'électricité aux usages finals.

Les réseaux électriques ont été dimensionnés pour transporter et distribuer l'énergie produite par des moyens de production centralisés pour répondre à des demandes d'énergies localisées. Le développement des réseaux électriques a suivi historiquement la croissance de la pointe de consommation. Le déploiement depuis quelques années des moyens de production éoliens et photovoltaïques, caractérisés par leur nombre important et leur répartition sur l'ensemble du territoire, constitue un nouveau défi pour les réseaux électriques de transport et de distribution.

Cette évolution de la structure de production a un impact important sur le réseau de distribution. Avec le raccordement de 300 000 installations et une moyenne de 30 000 nouvelles installations par an, le réseau de distribution doit à la fois répondre à ces demandes et adapter ses règles d'exploitation pour pouvoir collecter l'énergie produite et la distribuer localement ou l'acheminer vers le réseau de transport d'électricité.

Le développement des moyens de production décentralisés a également un impact sur le réseau de transport d'électricité. En effet, les excédents de production non soutirés localement sont transportés par le réseau de RTE vers d'autres pôles de consommation. De plus, ces moyens de production décentralisés et variables – éoliens et photovoltaïques – ont un impact sur l'équilibre offre-demande. Ainsi, ces nouvelles caractéristiques de la production nécessitent un développement du réseau de transport d'électricité à l'échelle à la fois nationale et européenne (à travers les interconnexions) pour assurer la mutualisation des installations et répondre à l'équilibre offre-demande.

Cette transition énergétique, d'ores et déjà amorcée, a vocation à s'accélérer, comme en témoignent les différents objectifs européens, nationaux et régionaux. Afin d'assurer dans de bonnes conditions leur intégration aux réseaux électriques, les énergies renouvelables bénéficient avec les schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR) d'un cadre adapté.

### 1.1. L'élaboration concertée des schémas régionaux de raccordement (S3REnR) pour un accès prioritaire des énergies renouvelables aux réseaux électriques

#### Les S3REnR s'appuient sur les Schémas Régionaux du Climat de l'Air et de l'Energie (SRCAE)

Les SRCAE permettent à chaque région de fixer des objectifs de développement des énergies renouvelables. Les gestionnaires

des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ont accompagné l'élaboration de ces schémas par leur expertise (Bilans électriques, état du réseau, capacité d'accueil, etc.) dans chacune des 21 régions de France continentale.

Les S3REnR précisent les conditions de mise en œuvre des objectifs à l'horizon 2020 définis dans les SRCAE.

### **Les S3REnR assurent un accès prioritaire des énergies renouvelables aux réseaux publics d'électricité**

Pour les postes électriques identifiés par les S3REnR, ce dispositif garantit la réservation de capacité d'accueil pour les installations de production supérieures à 100 kVA pour une durée de dix ans(\*). Parfois des solutions de renforcement ou de création de lignes ou de postes sont nécessaires lorsque la capacité du réseau est insuffisante ou inexistante.

Les coûts associés au renforcement des ouvrages du RPT et des postes sources sont à la charge des gestionnaires de réseaux et relèvent des investissements financés par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité. Les coûts liés à la création d'ouvrages sont, quant à eux, répartis entre les producteurs sur un périmètre de mutualisation par un calcul de quote-part.

Les S3REnR fournissent :

- Le détail des travaux nécessaires à l'atteinte des objectifs en distinguant création et renforcement de réseau ;
- La capacité d'accueil globale et par poste réservée aux énergies renouvelables ;
- Le coût prévisionnel des ouvrages du périmètre mutualisé (créations) et la quote-part régionale ;
- Le calendrier prévisionnel des travaux

### **Les S3REnR prennent en compte la spécificité des énergies renouvelables variables**

Les moyens de production de source éolienne ou photovoltaïque fonctionnent rarement à leur puissance maximale et se caractérisent par une répartition diffuse sur le territoire. Les S3REnR tirent parti de cette spécificité pour dimensionner les ouvrages amont du réseau, en considérant que la puissance à évacuer est moins importante que la puissance raccordée en raison de la variabilité.

Le foisonnement de cette production variable est intégré dans les études, ce qui permet de dégager des capacités d'accueil à moindre coût pour les producteurs et la collectivité, tout en maintenant la sûreté du système électrique.

### **Les S3REnR sont élaborés en concertation avec les parties prenantes**

Réalisés par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux de distribution, les S3REnR sont élaborés en concertation avec les parties prenantes.

A partir des gisements identifiés dans les SRCAE et de l'état initial constitué par les gestionnaires de réseaux, des itérations pour l'établissement des S3REnR avec les organisations de producteurs et les autres parties prenantes sont menées sous l'égide des pouvoirs publics.

Les projets de S3REnR sont par la suite mis en consultation auprès des organisations de producteurs, des chambres de commerce et d'industrie et des services déconcentrés de l'Etat.

Chaque projet de S3REnR fait l'objet d'une évaluation environnementale. Le rapport environnemental et le projet de S3REnR associé sont mis à disposition du public après avis de l'autorité environnementale compétente, préalablement à l'approbation du schéma.

Ces schémas ont ainsi pour objectif d'assurer :

- Une visibilité pérenne des capacités d'accueil des énergies renouvelables d'ici 2020 ;
- Une optimisation des développements de réseaux nécessaires à leur accueil ;
- Une mutualisation des coûts permettant de ne pas faire porter l'ensemble des adaptations des réseaux aux premiers projets EnR.

#### **POUR EN SAVOIR PLUS :**

##### **Retrouver les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables :**

<http://www.rte-france.com/fr/nos-activites/accueil-enr/schemas-regionaux-de-raccordement-au-reseau-des-energies-renouvelables-s3renr>

##### **Retrouver la méthode d'élaboration des S3REnR :**

[http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/mediatheque\\_client/offre.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/mediatheque_client/offre.jsp)

(\*) Les raccordements d'installations dont les conditions sont fixées dans le cadre d'un appel d'offres en application de l'article L 311-10 du Code de l'énergie ne s'inscrivent pas dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (cas des appels d'offres éoliens offshore de juillet 2011 et janvier 2013)

## 1.2. Actualité et chiffres clés de la réalisation des S3REnR

Les premiers S3REnR ont été publiés le 21 décembre 2012 dans les régions Bourgogne et Alsace. A ce jour, neuf S3REnR sont entrés en vigueur et cinq autres sont déposés en préfecture en attente d'approbation.

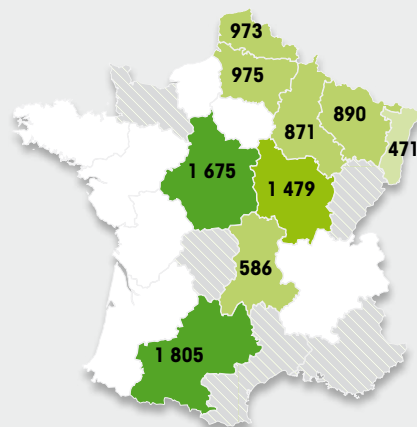
Les disparités régionales peuvent être importantes tant pour les capacités réservées que pour la quote-part. Les capacités réservées pour l'ensemble des EnR oscillent entre 471 MW en Alsace et 1 805 MW en Midi-Pyrénées avec des quotes-parts respectives de 0 k€/MW et 69,85 k€/MW. Ces disparités s'expliquent à la fois par les ambitions quantitatives et qualitatives fixées par les SRCAE et par la capacité d'accueil initiale du réseau électrique.

### Chiffres clés des S3REnR publiés au 15 août 2014

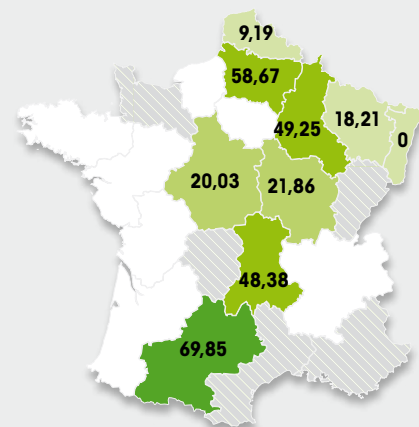
#### Récapitulatif des 9 régions ayant publié un S3REnR

Rappel des cumul des ambitions SRCAE (hors hydraulique historique)	19,9 GW
Cumul des capacités réservées	9,7 GW
Moyenne des quotes-parts au titre de de la mutualisation (RPT et postes sources)	32,83 k€/MW

#### Capacité réservée à l'ensemble des EnR (en MW)



#### Quotes-parts régionales (RPT et postes sources, en k€/MW)



- > 1 500 MW
- 1 000 - 1 500 MW
- 500 - 1 000 MW
- 0 - 500 MW
- Projet déposé en préfecture

- 60 - 80 k€/MW
- 40 - 60 k€/MW
- 20 - 40 k€/MW
- 0 - 20 k€/MW

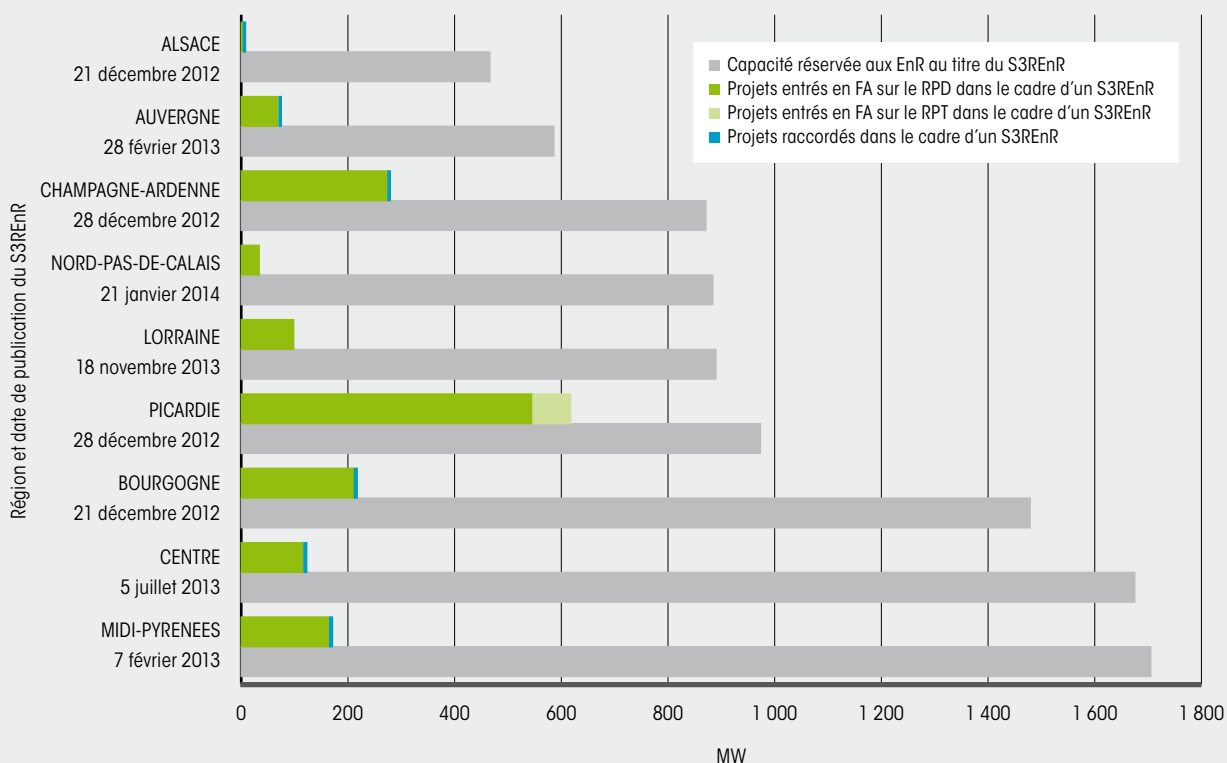


## 1.3. Bilan des raccordements dans le cadre des S3REnR

Sur les neuf S3REnR approuvés, on compte 1,4 GW de capacité en file d'attente et, en raison de la mise en œuvre récente du dispositif, un peu moins de 10 MW accordés au titre des S3REnR. Ce volume représente 15 % des capacités réservées dans le cadre de ces neuf S3REnR. Le nombre de projets raccordés est lié aux durées incompressibles de traitement des raccordements (procédures, durée des travaux de construction des ouvrages de raccordement, etc.).

A l'échelle de ces régions, la dynamique d'utilisation de ces capacités réservées varie d'une région à l'autre. En Picardie plus de la moitié des capacités réservées sont affectées avec plus de 500 MW en attente de raccordement. À l'inverse, seules 3 % des capacités réservées ont été utilisées en Alsace (0,4 MW raccordé et 13 MW de projets en file d'attente).

**Capacités réservées, files d'attente (FA), puissances raccordées au 15 août 2014 dans le cadre des S3REnR**



Sources : RTE, ERDF et principales ELD

### POUR EN SAVOIR PLUS :

Retrouvez sur [www.copareseau.fr](http://www.copareseau.fr) le suivi par poste électrique des raccordements relevant des S3REnR, et des informations sur les capacités d'accueil des réseaux de transport et de distribution.

# Glossaire

**La consommation intérieure brute** désigne l'ensemble des quantités d'électricité soutirée du réseau pour répondre au besoin d'électricité sur le territoire national et régional (hors DOM et COM y compris Corse pour le territoire national) : productions + importations - exportations – pompage.

**L'ENTSO-E** (European Network of Transmission System Operators for Electricity) est l'association des gestionnaires de réseau de transport d'électricité, regroupant 34 pays membres au travers de 41 GRT, qui a pour but de promouvoir les aspects importants des politiques électriques tels que la sécurité, le développement des énergies renouvelables et le marché de l'électricité. Elle travaille en étroite concertation avec la Commission européenne et représente la colonne vertébrale de l'Europe électrique.  
<https://www.entsoe.eu/data/Pages/default.aspx>

**Le facteur de charge** est le rapport entre l'énergie effectivement produite et l'énergie qu'aurait pu produire une installation si cette dernière fonctionnait pendant la période considérée à sa capacité maximale. Cet indicateur permet notamment de caractériser la productibilité des filières tant éolienne que photovoltaïque et la variabilité d'une période à une autre.

**La file d'attente** comprend, pour le réseau de RTE, les projets ayant fait l'objet d'une « proposition d'entrée en file d'attente » ou d'une « proposition technique et financière » acceptée ou qui ont été retenus dans le cadre d'un appel d'offres. Pour le réseau d'ERDF et des ELD, il s'agit de projets pour lesquels une demande de raccordement a été qualifiée complète par le gestionnaire de réseau de distribution.

**Le parc installé** représente le potentiel de production de l'ensemble des équipements installés (ou raccordés) sur un territoire donné (national ou régional). Cet indicateur est souvent exprimé en mégawatt (MW) ou en gigawatt (GW). Il est également désigné par les termes capacité installée et puissance installée.

**La PPI** (Programmation Pluriannuelle des Investissements) de production électrique est un document prévu par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. La PPI est la traduction de la politique énergétique dans le domaine de l'électricité et constitue un document de référence de la politique énergétique française. La PPI de production d'électricité reste un document indicatif sans caractère prescriptif ou planificateur.

**Le système électrique** est un ensemble organisé d'ouvrages permettant la production, le transport, la distribution et la consommation d'électricité.

**Les S3REnR** (Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables) sont institués par l'article 71 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Ils sont basés sur les objectifs fixés par les SRCAE et sont élaborés par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité concernés.

**Les SRCAE** (Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie) sont introduits par l'article 68 de la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement. Ces schémas contribuent à définir les orientations régionales et stratégiques en matière notamment de réduction des émissions de gaz à effet de serre, de développement des énergies renouvelables et d'adaptation au changement climatique. Ils fixent des objectifs quantitatifs et qualitatifs de matière de valorisation des potentiels de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2020.

**Le taux de couverture** est un indicateur mettant en rapport la production (éolienne, photovoltaïque et/ou hydraulique) à la consommation intérieure brute sur une période. Cet indicateur rend compte de la couverture de la demande par la production éolienne, photovoltaïque et/ou hydraulique.

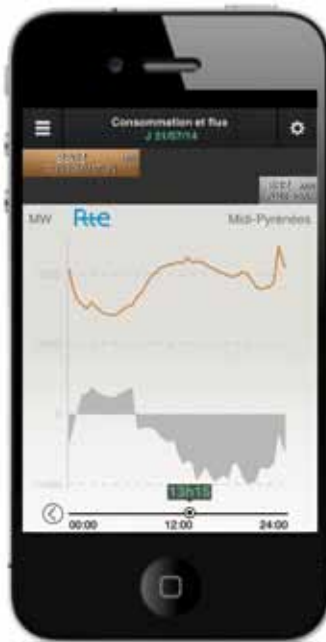
# Tout savoir de l'électricité en France et dans votre région



## Visualiser en temps réel les caractéristiques de l'électricité en France

Cette application vous permet de découvrir au fil des heures les variations :

- De la production par filière
- De la consommation
- Des émissions de CO<sub>2</sub> associées à la production électrique
- Des échanges commerciaux d'électricité aux frontières



## Découvrir les caractéristiques de votre région heure par heure

- La production par filière et la consommation de votre région.
- Bilan électrique heure par heure en fonction de la consommation de votre région.

Les données régionales sont disponibles en différé.



## Mettre en perspectives les données de votre région

- Observer la consommation et la production par filière pour chaque région et l'importance de la solidarité interrégionale
- En un coup d'œil inter-comparer la situation de votre région
- Au fil des heures, constater les variations de ces indicateurs.

## Un outil de transparence à la disposition de tous

- Pour réaliser vos études, les données sont également disponibles en téléchargement avec un historique remontant au 1<sup>er</sup> janvier 2012.
- RTE met à la disposition du public des données sur la base de comptages effectués sur son réseau et à partir d'informations transmises par ERDF, les Entreprises locales de distribution et certains producteurs.



---

**RTE - Réseau de transport d'électricité** SA à conseil de surveillance et directoire au capital de 2 132 285 690 € / RCS de Nanterre 444 619 258 / [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)  
**Syndicat des Energies Renouvelables** 13-15 rue de la Baume - 75008 Paris / [www.enr.fr](http://www.enr.fr)  
**ERDF** SA à conseil de surveillance et directoire au capital de 270 037 000 € / R.C.S. de Nanterre 444 608 442 / [www.erdfdistribution.fr](http://www.erdfdistribution.fr)  
**ADEEF – Association des Distributeurs d'Electricité en France** 27, rue Saint Ferdinand - 75017 Paris / [www.adeef.fr](http://www.adeef.fr)

La responsabilité de RTE Réseau de transport d'électricité S.A., du Syndicat des énergies renouvelables, de ERDF Electricité Réseau de Distribution France S.A. et de ADEEF Association des Distributeurs d'Electricité en France ne saurait être engagée pour les dommages de toute nature, directs ou indirects, résultants de l'utilisation ou de l'exploitation des données et informations contenues dans le présent document, et notamment toute perte d'exploitation, perte financière ou commerciale. Impression sur papier issu de forêts gérées durablement.

