

Groupe de travail « référentiel climatique »

Représentation des effets du climat sur le système électrique

Document de cadrage n°2 : la modélisation de la production éolienne et solaire

Table des matières

1.	Rap	pel du contexte et objectifs du groupe de travail	3
2.	Élén	nents de cadrage général sur la modélisation du fonctionnement du système électrique	5
	2.1 situati	Le dimensionnement du système électrique est, dès aujourd'hui, déterminé par dons climatiques spécifiques	
	2.2 probal	Les analyses de sécurité d'approvisionnement en électricité sont basées sur une approch	
	2.3 de calo	Une modélisation probabiliste de l'équilibre offre-demande découpée en plusieurs étap	
	2.4 cadrag	La méthodologie de construction du référentiel climatique a fait l'objet d'un document de dédié	
	2.5 installa	La définition des scénarios de capacités installées nécessite de spécifier la localisation de stions et les technologies associées	
	2.6 chroni	Un travail de modélisation spécifique pour la conversion des données climatiques et ques de production éolienne et solaire	
3.	Mod	délisation de la production éolienne	15
	3.1	Caractéristiques de la production éolienne historique	15
	3.2	Conversion des données climatiques en chroniques de production éolienne	18
	3.3 utilisés	Premiers résultats de la modélisation appliquée aux nouveaux référentiels climatiques pour le Bilan prévisionnel à l'horizon 2050	
4.	Mod	délisation de la production solaire	32
	4.1	Caractéristiques de la production solaire historique	32
	4.2	Conversion des données climatiques en chroniques de production solaire	34
	4.3 utilisés	Premiers résultats de la modélisation appliquée aux nouveaux référentiels climatiques dans le Bilan prévisionnel à l'horizon 2050	
5.		nodélisation de la production renouvelable alimente l'analyse des effets du changeme	

1. Rappel du contexte et objectifs du groupe de travail

Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les premiers éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ des 17 mai et 27 septembre 2019.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- des groupes de travail réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment: la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, la modélisation de la production, les flexibilités, l'acceptabilité sociétale ou encore l'inertie et la stabilité du réseau...
- une consultation publique très large, qui prendra la forme d'un appel à contributions organisé au premier semestre 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail;
- la CPSR, qui servira d'instance de cadrage stratégique des travaux.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu ou sont programmées pour la fin de l'année 2019 et le début d'année 2020. Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

Rappel des objectifs du groupe de travail sur le référentiel climatique

Dans le cadre du Bilan prévisionnel, l'élaboration des scénarios s'appuient sur une modélisation explicite du fonctionnement du système électrique, et en particulier sur des simulations détaillées de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité pour un grand nombre de situations possibles.

Ces simulations visent à reproduire le fonctionnement du système électrique dans des situations particulières, et notamment pour différentes chroniques météorologiques. Elles permettent de tester

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau

la résilience du système aux situations extrêmes et d'évaluer les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande.

Dans le cadre de ses différentes missions de gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE attache une importance toute particulière à la représentation des aléas météorologiques. Ces aléas sont considérés à la fois pour des échéances de long terme (bilans prévisionnels de l'équilibre offredemande, études décisionnelles pour l'adaptation du réseau...) et de court terme (prévisions de marges, ajustement de l'équilibre offre-demande et exploitation du réseau en temps réel...). Cette représentation s'appuie en grande partie sur l'exploitation de données météorologiques et climatiques.

La transformation en cours du système électrique, et notamment le développement des énergies renouvelables et des interconnexions, renforce le besoin de disposer d'un référentiel climatique robuste et intégrant l'ensemble des corrélations temporelles et spatiales. Les principes de dimensionnement du système électrique évoluent et sont désormais également déterminés par les aléas sur le vent ou l'ensoleillement qui affectent la production renouvelable, en France et en Europe. Les questions adressées à RTE par de nombreux acteurs dans le cadre du débat public sur l'évolution du mix électrique illustrent l'état du débat : de nombreuses interrogations portent notamment sur l'occurrence des périodes « sans vent » et la capacité du système électrique à couvrir la demande lors de ces périodes, sur la corrélation des régimes de vent entre les différents pays et la probabilité qu'il existe des périodes d'absence de vent simultanément dans tous les pays de la plaque européenne, ou encore sur la corrélation entre les vagues de froid et les périodes faiblement venteuses.

Les travaux de modélisation menés depuis plusieurs années par RTE, en partenariat avec Météo-France, permettent aujourd'hui de répondre à ces questions en fournissant plusieurs référentiels climatiques complets, qui tiennent compte des effets du changement climatique (selon plusieurs trajectoires possibles).

Le groupe de travail sur le référentiel climatique s'inscrit dans une démarche de transparence et de concertation qui vise à alimenter la construction des scénarios à l'horizon 2050. Son objectif est de permettre des échanges avec les parties prenantes sur la méthodologie et les données utilisées pour la représentation des variables climatiques dans les scénarios de long terme, ainsi que les effets sur les données de production (productible éolien, solaire, hydraulique et disponibilité des centrales thermiques et nucléaires) et de consommation.

Un premier document de cadrage diffusé en juin 2019 a permis de présenter les éléments méthodologiques sur la construction du référentiel climatique (chroniques de température, vent, rayonnement, nébulosité, précipitations...), issu des travaux de Météo-France en partenariat avec RTE. Il est ouvert aux réactions des acteurs intéressés, les remarques reçues à date ayant déjà été intégrées au programme de travail.

Le document présent porte sur la modélisation de la production éolienne et solaire, et plus précisément de la conversion des données climatiques en données énergétiques. Il s'agit d'une version de travail, qui pourra être progressivement enrichie au fur et à mesure de la concertation.

2. Éléments de cadrage général sur la modélisation du fonctionnement du système électrique

2.1 Le dimensionnement du système électrique est, dès aujourd'hui, déterminé par des situations climatiques spécifiques

Les situations extrêmes auxquelles le système électrique est confronté, qu'elles résultent de vagues de froid, de chaleur ou de tempête, jouent un rôle clé dans le dimensionnement du système électrique.

Pour l'équilibre offre-demande en France, un des principaux facteurs de risque correspond aujourd'hui à la survenue de vagues de froid, durant lesquelles la consommation électrique française peut atteindre des niveaux élevés, du fait de sa thermosensibilité hivernale. Ce phénomène est particulièrement marqué en France qui compte pour environ 40% de la thermosensibilité hivernale d'Europe de l'Ouest. En été, la consommation française est également thermosensible mais dans une moindre mesure (à ce jour), alors que d'autres pays comme l'Espagne ou l'Italie le sont davantage, du fait de la consommation des appareils de climatisation.

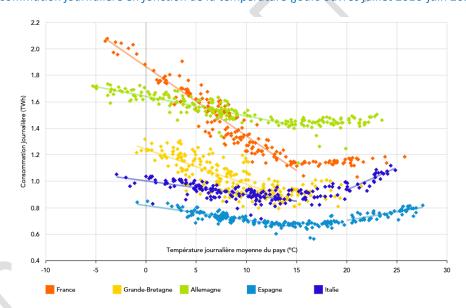


Figure 1 Consommation journalière en fonction de la température (jours ouvrés juillet 2016-juin 2017)

Si les vagues de froid ont un impact important sur la consommation d'électricité en France, les vagues de chaleur observées ces dernières années ont également influencé la production, en particulier des centrales nucléaires mais aussi des autres sources de production².

La température n'est pas la seule variable climatique ayant une influence sur les paramètres du système électrique. Les variations des données de vent, de rayonnement ou encore de précipitations affectent naturellement la production d'électricité d'origine renouvelable.

De manière générale, le développement des énergies renouvelables conduit à porter une attention croissante à la prise en compte des aléas météorologiques sur la production des installations correspondantes.

² Voir en particulier les premiers éléments de retour d'expérience présentés en réunion plénière de la Commission perspectives système et réseau du 27 septembre 2019.

De même, le développement des interconnexions conduit à accroître le foisonnement des productions à la maille européenne, mais également les interdépendances entre les différents pays européens. La simulation de l'équilibre offre-demande passe donc par une représentation fine de la corrélation des données météorologiques entre les différentes zones géographiques.

Les études de dimensionnement du système électrique doivent donc intégrer la palette des conditions climatiques et leur fréquence, y compris des évènements rares. Ces événements déterminent le dimensionnement du parc de production et de flexibilité, ainsi que des infrastructures de réseau, pour assurer le niveau de sécurité d'alimentation électrique requis.

2.2 Les analyses de sécurité d'approvisionnement en électricité sont basées sur une approche probabiliste

La sensibilité du fonctionnement du système électrique, et en particulier de l'équilibre offre-demande, aux aléas météorologiques, conduit à dimensionner le système selon une analyse de risque probabiliste.

Du point de vue réglementaire, ceci se traduit par un critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics comme une durée de défaillance devant être inférieure à trois heures par an en espérance ³ Ce critère signifie que sur l'ensemble des configurations d'approvisionnement (configurations météorologiques – température, vent, nébulosité, rayonnement, etc. – disponibilités des moyens de production pilotables – thermiques, nucléaires, hydrauliques), le système électrique ne doit pas présenter plus de trois heures de déséquilibre entre l'offre et la demande en moyenne.

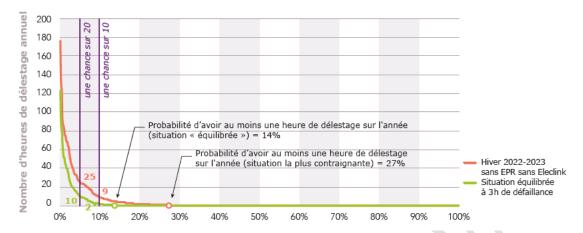
Compte tenu de l'expression en espérance du critère public de sécurité d'approvisionnement et de la forte variabilité de différentes grandeurs du système électrique, une approche probabiliste a été progressivement mise en place par RTE au fil des publications du Bilan prévisionnel pour les analyses de sécurité d'approvisionnement.

En pratique, l'équilibre offre-demande est simulé au pas horaire et sur un périmètre géographique large (Europe de l'Ouest), sur 1000 configurations annuelles possibles, reproduisant divers aléas selon la méthode de Monte-Carlo. Des évaluations peuvent également être menées pour rejouer des situations passées, par exemple la vague de froid de 2012 ou la disponibilité du parc nucléaire sur l'hiver 2016-2017, en retenant les chroniques historiques des grandeurs météorologiques et électriques concernées et en maintenant l'approche probabiliste pour les autres grandeurs.

La variabilité des conditions météorologiques peut ainsi conduire à des configurations d'équilibre offre-demande très différentes d'une année sur l'autre. Les exercices récents du Bilan prévisionnel ont illustré cette variabilité et ont montré que, dans un système électrique équilibré par rapport au critère de 3 heures de défaillance en espérance, certaines configurations d'aléas n'induiront pas du tout de défaillance ou de délestage tandis que d'autres conduiront à plusieurs dizaines d'heures de défaillance.

³ Le projet de PPE publié par le Gouvernement début 2019 vise à confirmer ce critère de 3 heures, et de lui associer un critère complémentaire de durée de délestage inférieur à 2 heures par an en moyenne. Les analyses de RTE montrent toutefois que ces deux critères sont équivalents.

Figure 2 Illustration de la répartition du risque de délestage selon les années simulées (scénarios du rapport d'analyse complémentaires remis au ministre en avril 2019)



Ces analyses mettent en évidence l'enjeu à disposer d'une modélisation fine des événements extrêmes (« queues de distribution ») pour capter les situations de risque pour le système électrique.

Cet enjeu sera d'autant plus important dans l'étude des scénarios de long terme à l'horizon 2050, dont un des objectifs est de pouvoir analyser la faisabilité technique d'un système avec une part importante d'énergies renouvelables (pouvant aller jusqu'à 100%), les besoins de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement ou encore les effets du changement climatique sur le fonctionnement du système.

→ GT consommation

2.3 Une modélisation probabiliste de l'équilibre offre-demande découpée en plusieurs étapes de calcul

L'approche probabiliste retenue pour modéliser le fonctionnement de l'équilibre offre-demande en électricité et évaluer les risques sur la sécurité d'approvisionnement est découpée en différentes étapes, représentées sur la Figure 3.

Capacités installées de production et flexibilités Avec pour chaque filière : 會 Modélisation de la Simulations de Volume (en GW) disponibilité et du Technologie l'équilibre offre-Localisation productible au pas demande au pas horaire horaire Résultats Fonctions de transfert Référentiel climatique pour le passage en Bilans énergétiques chroniques de production Optimisation Chroniques météorologiques : Imports /exports économique du Sécurité Température programme de d'approvisionnement Vent production, stockage et Rayonnement Coûts de production autres flexibilités Nébulosité Émissions de CO2 Précipitations Besoins de réserves Sur toute l'Europe et pour de Modélisation - Stabilité fréquentielle nombreuses configurations des appels de puissance Fonctions de transfert Demande et usages pour le passage en électriques courbes de charge Évolution des différents paramètres de consommation (taux d'équipement, efficacité énergétique, nouveaux usages, activité économique...)

Figure 3 Représentation schématique de l'approche utilisée pour la simulation de l'équilibre offredemande

- 1) Une première étape consiste à définir un socle d'hypothèses pour l'évolution du mix électrique (base climatique, moyens de production, flexibilités, demande d'électricité, couplage avec d'autres vecteurs...):
 - a) Référentiel climatique (ou « base climatique »): la construction du (ou des) référentiel(s) climatique(s), qui contient un grand nombre de configurations météorologiques possibles sous forme de chroniques de température, de vent, de nébulosité, de rayonnement et de précipitations, est réalisée en partenariat avec Météo France, en s'appuyant sur une modélisation physique des phénomènes météorologiques (voir partie 2.4).
 - b) Scénarios de capacités installées de production et de flexibilités: la construction des trajectoires d'évolution du mix énergétique permet de définir les capacités installées des différents moyens de production et solutions de flexibilité (stockage...). Au-delà de la trajectoire d'évolution du volume de capacités installées en gigawatts, le cadrage des scénarios doit également permettre de définir la technologie et la localisation des capacités installées, ces deux paramètres pouvant avoir un impact significatif sur le productible et la courbe de production des différentes installations de production (voir partie 2.5).

- c) Scénarios d'évolution de la demande et des usages électriques : la construction des hypothèses pour l'évolution de la demande en électricité est abordée dans le cadre des groupes de travail « scénarisation » et « consommation ».
- 2) Une seconde étape consiste à construire des chroniques de données énergétiques à partir des données climatiques : courbes de charge horaire pour la consommation d'électricité, et courbes de disponibilité et de productible pour les différents moyens de production (voir partie 2.6).
- 3) Une troisième étape correspond aux simulations de l'équilibre offre-demande, réalisées pour les différents scénarios de mix énergétique et pour un grand nombre de configurations météorologiques possibles, au pas horaire et à l'échelle européenne.

Enfin une dernière étape repose sur l'analyse et l'interprétation des résultats de simulation obtenus.

La suite de ce document porte essentiellement sur la modélisation du productible éolien et solaire au pas horaire pour l'ensemble des configurations météorologiques testées (bloc rouge sur la Figure 3). Les autres blocs feront l'objet de documents et de présentations dédiés dans d'autres groupes de travail ad hoc.

2.4 La méthodologie de construction du référentiel climatique a fait l'objet d'un document de cadrage dédié

La construction du référentiel climatique utilisé par RTE pour les simulations du Bilan prévisionnel s'appuie sur une modélisation physique développée par Météo France. Ce point a fait l'objet d'un document de cadrage spécifique⁴ et d'une présentation lors de la première réunion du groupe de travail. Les documents sont accessibles sur le site de la concertation⁵. En particulier, plusieurs référentiels climatiques pourront être utilisés pour les simulations du Bilan prévisionnel avec plusieurs hypothèses possibles d'évolution du climat à l'horizon 2050. Ces différents référentiels climatiques pourront ainsi permettre d'évaluer les effets du changement climatique sur le fonctionnement du système électrique.

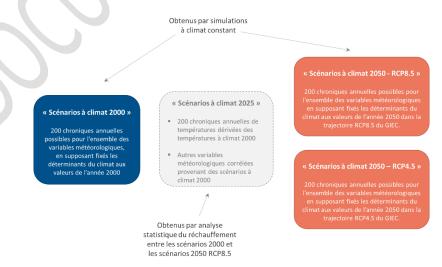


Figure 4. Ensemble des référentiels climatiques utilisables dans les analyses du Bilan prévisionnel

⁴ RTE, juin 2019, Groupe de travail « base climatique » - Les données climatiques utilisées pour la construction des scénarios de mix électrique à horizon 2050

⁵https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau

2.5 La définition des scénarios de capacités installées nécessite de spécifier la localisation des installations et les technologies associées

Au-delà de la trajectoire d'évolution des capacités installées des différentes filières (exprimées en gigawatt), les scénarios de mix électrique doivent tenir compte de leur localisation géographique et des technologies correspondantes. Ces deux paramètres ont en effet un impact significatif sur le productible, en particulier pour les moyens de production éoliens et photovoltaïques.

S'agissant de la localisation géographique, il apparaît évident que des capacités photovoltaïques situées au sud de l'Europe bénéficient d'un ensoleillement, et donc d'un facteur de charge, plus important que celles situées au nord. De même, le gisement en vent varie selon le lieu d'implantation : globalement, le vent est plutôt plus important au nord de l'Europe qu'au sud avec d'importantes disparités régionales. Enfin, le productible nucléaire peut également dépendre de la localisation des centrales : en effet, des centrales situées en bord de fleuve sont susceptibles d'être affectées par des limitations de production lors des vagues de chaleur ou des sécheresses, beaucoup plus que pour des centrales situées en bord de mer. L'analyse doit donc tenir compte de ces différences de productible.

S'agissant des technologies, celles-ci peuvent également avoir un impact sur le facteur de charge moyen des capacités éoliennes et photovoltaïques. À titre d'exemple, un mégawatt de photovoltaïque sur une toiture résidentielle n'aura pas le même facteur de charge, ni la même courbe de production, qu'un mégawatt d'installation photovoltaïque au sol équipé d'un dispositif de suivi du soleil (*tracker*).

La suite de cette partie présente donc quelques éléments permettant d'apprécier ces différents enjeux et les pistes proposées pour les prendre en compte dans la modélisation de la production éolienne et photovoltaïque. En revanche, il ne s'agit pas ici de spécifier précisément la répartition géographique et technologique des nouveaux moyens de production éoliens et solaires considérés dans les scénarios de mix électrique à l'horizon 2050. Cette répartition sera dépendante des choix effectués sur la définition des scénarios et sera donc abordée dans le groupe de travail sur la scénarisation.

Dans la suite du document, les résultats sur la production éolienne et solaire projetés dans les référentiels climatiques à l'horizon 2050 sont présentés en supposant une répartition géographique et technologique identique à la répartition des installations existantes. Cette hypothèse de répartition sera cependant réinterrogée dans le processus de construction des scénarios.

2.5.1 Localisation géographique des capacités éoliennes et solaires

Les ressources éoliennes et solaires sont réparties de manière très hétérogène en Europe, et au sein du territoire français. La répartition géographique des capacités a donc un impact important sur les productibles.

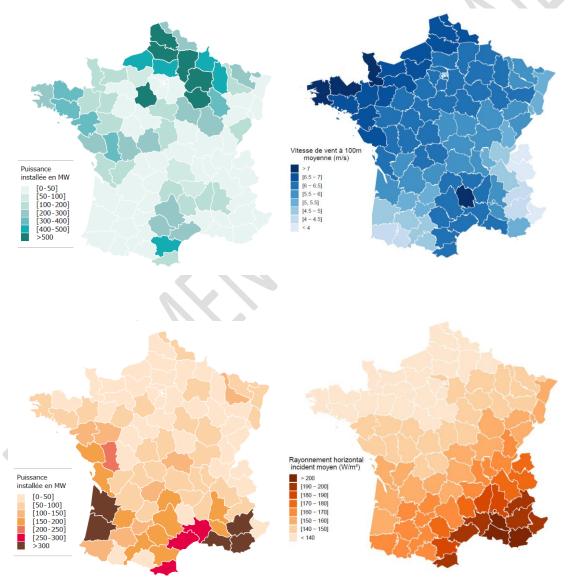
Les données fournies dans les référentiels climatiques de Météo France (données climatiques sur une grille géographique fine couvrant l'Europe) permettent de représenter ces différences de productible. La modélisation a été pensée pour prendre en compte de possibles évolutions de la répartition géographique, en s'appuyant sur un découpage géographique fin (plus précis que l'échelle des régions administratives) et pertinent pour la modélisation des flux sur le réseau : le territoire français est ainsi découpé en une vingtaine de zones distinctes sur lesquelles les capacités installées doivent être spécifiées. De même, l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie sont découpés en plusieurs zones de productible.

État des lieux

Les installations de production éolienne et solaire sont réparties de manière inégale sur l'ensemble du territoire français. Les installations existantes sont logiquement implantées dans des zones disposant en moyenne d'un bon niveau de productible, même s'il n'y a pas une correspondance exacte entre les régions les plus équipées et les régions disposant des meilleurs gisements de vent ou d'ensoleillement.

Le facteur de charge national (que ce soit pour l'éolien ou le photovoltaïque) observé sur l'historique est adhérent à cette localisation géographique. Il pourra être amené à évoluer en fonction de la localisation des futurs parcs éoliens et solaires.

Figure 5. Illustration de la répartition géographique actuelle (par département) des capacités installées éoliennes terrestres (en haut à gauche) et photovoltaïques (en bas à gauche) et des moyennes de vent (en haut à droite) et de rayonnement (en bas à droite) par département



Projections

La projection de l'évolution de la localisation géographique sera abordée dans le cadre des travaux sur la scénarisation. La méthodologie de répartition pourra s'appuyer sur les travaux réalisés par exemple

dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau publié par RTE en septembre 2019 (voir le chapitre 10 dédié à la localisation des énergies renouvelables).

Plusieurs pistes sont ainsi envisageables et pourront être explorées (voire même être combinées) :

- Une projection de la localisation des nouveaux parcs s'appuyant sur la répartition géographique historique ;
- Une projection basée sur les données qui seront remontées par les différents participants à la concertation;
- Une projection basée sur des critères de foncier accessible ou de productible le plus favorable...

La méthodologie de répartition des capacités installées devra également intégrer les enjeux du renouvellement (ou *repowering*) des parcs existants, dont les capacités pourraient être augmentées à l'occasion de ces opérations de renouvellement.

2.5.2 Évolution des technologies de production

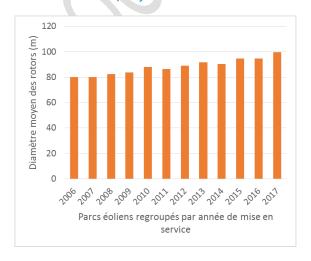
La question des technologies peut se poser de manière différente selon les filières de production.

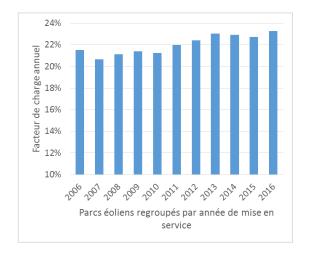
Éolien

Sur l'éolien, la technologie utilisée est relativement standard et connue. En revanche, l'évolution de la filière est marquée par une croissance de la taille des installations au cours des années : les modèles de turbines les plus récents sont caractérisés par des mâts plus hauts, des rotors de plus grand diamètre et une puissance spécifique (i.e. ratio entre la puissance de la génératrice et la surface balayée par les pâles) en forte baisse. Or, pour une même ressource en vent, une puissance spécifique plus faible induit une production en moyenne plus proche de la capacité maximale installée (et donc un facteur de charge plus important).

Néanmoins, l'effet haussier de la taille des installations sur le facteur de charge moyen est en partie contrebalancé par le fait que les installations les plus récentes sont implantées sur des sites en moyenne moins ventés. Au global, l'analyse de l'historique montre que les éoliennes les plus récentes ont un facteur de charge en légère progression par rapport aux installations les plus anciennes.

Figure 6. Évolution du diamètre moyen des rotors (à gauche) et facteur de charge moyen sur l'année 2017 (à droite) en fonction de l'année de mise en service des éoliennes implantées en France





Pour construire les projections à l'horizon 2050, la méthodologie pourra intégrer une extrapolation des performances des turbines, en s'appuyant sur l'analyse de l'historique et sur les données qui seront remontées par les participants à la concertation.

Solaire

Sur le solaire, de nombreuses technologies existent : photovoltaïque à silicium cristallin, photovoltaïque à couches minces, au sol ou sur toiture, avec ou sans tracker, panneaux photovoltaïques à concentration, panneaux solaires bifaciaux, solaire thermodynamique...

À ce stade, la modélisation de RTE permet de différencier les courbes de production des installations photovoltaïques en fonction de leur lieu d'implantation (au sol ou sur toiture) et de leur association ou non avec un dispositif de suivi (*tracker*).

Comme pour l'éolien, une extrapolation des performances des panneaux photovoltaïques en fonction de l'évolution observée au cours des dernières années ou envisagée pour certaines technologies pourra être intégrée dans la modélisation.

2.6 Un travail de modélisation spécifique pour la conversion des données climatiques en chroniques de production éolienne et solaire

Une fois les données du référentiel climatique et les hypothèses de capacités installées définies, la seconde étape consiste à convertir les données climatiques (température, vent, rayonnement, nébulosité...) en chroniques de production éolienne et solaire, en s'appuyant sur la construction de « fonctions de transfert ». De manière générale, la construction des fonctions de transfert s'appuie sur un modèle d'apprentissage statistique basé sur l'analyse du comportement historique de la production éolienne ou solaire en fonction des données climatiques réalisées.

En France, RTE dispose d'historiques de productions renouvelables à tous les niveaux d'agrégations. Pour le reste des pays du périmètre d'étude, les données sont majoritairement issues de la plateforme Transparence⁶. Pour les pays voisins, un travail fin de comparaison avec différentes sources de données (notamment les gestionnaires de réseau) a été effectué pour garantir la qualité des historiques utilisés. Les données climatiques sont issues de modèles de réanalyse climatique⁷ et sont disponibles sur une grille géographique fine couvrant l'Europe.

La calibration de ces fonctions de transfert peut être différenciée par technologie et par zone de production, sous réserve de disposer d'un historique de production suffisamment représentatif.

⁶ https://transparency.entsoe.eu/

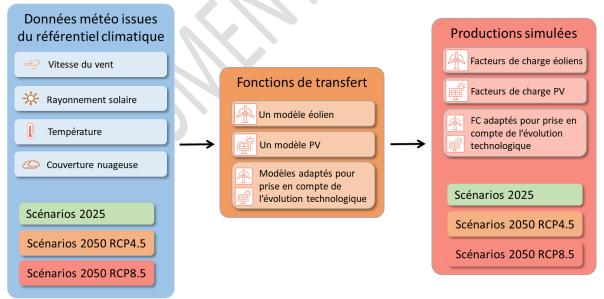
⁷ Les réanalyses climatiques sont des bases de données dans lesquelles les conditions météorologiques historiques sont évaluées en tout point d'une région voire du globe entier. Elles sont issues de modélisations atmosphériques guidées par les historiques de mesures de nombreux moyens d'observations à travers le monde. Les données utilisées pour ce travail proviennent des réanalyses HIRLAM et ERA-INTERIM.

Productions historiques Facteurs de charge éoliens Facteurs de charge PV Fonctions de transfert Modélisation du lien météo – facteur de charge Un modèle éolien Météo historique Un modèle PV Vitesse du vent Modèles adaptés pour prise en compte de Rayonnement solaire l'évolution technologique Température Couverture nuageuse

Figure 7 : Méthodologie de construction des modèles éolien et solaire pour chaque zone géographique étudiée

Une fois ces fonctions de transfert construites, calibrées et testées sur les données historiques, elles peuvent être appliquées aux données du référentiel climatique projetées aux horizons 2025 et 2050. Ceci permet d'obtenir finalement les chroniques de production simulée sur les différents référentiels climatiques fournis par Météo France. Ces données alimentent ensuite les simulations du fonctionnement du système électrique et notamment de l'équilibre offre-demande au pas horaire (cf. Figure 3).

Figure 8 : Méthodologie de conversion des données climatiques du référentiel RTE en facteurs de charge éoliens et solaire pour chaque zone géographique étudiée



3. Modélisation de la production éolienne

3.1 Caractéristiques de la production éolienne historique

Facteurs de charge annuels moyens

Compte tenu de l'augmentation rapide de la capacité éolienne installée au cours des dernières années, les productions historiques (en térawattheures) sont difficilement comparables d'une année à l'autre. La grandeur pertinente pour comparer la production moyenne des éoliennes et projeter la production sur les prochaines années en fonction de l'évolution des capacités est le <u>facteur de charge</u>, c'est-à-dire le ratio entre la production et la capacité installée.

En France, le facteur de charge éolien annuel s'est établi autour de 23% au cours des dernières années. Les facteurs de charge annuels sont néanmoins relativement variables d'une année à l'autre, avec des valeurs ayant varié entre 21,8% et 24,7% sur la période 2012 - 2018.



Figure 9 : Evolution du facteur de charge éolien annuel en France

Saisonnalité

La production éolienne est caractérisée par une saisonnalité marquée : la production est en moyenne plus forte en hiver qu'en été, avec des facteurs de charge régulièrement supérieurs à 30% sur les mois d'hiver, et inférieurs à 15% sur les mois d'été.

Cependant, la production éolienne sur un mois donné est également marquée par une forte variabilité d'une année sur l'autre. Le facteur de charge en janvier 2017 était par exemple de l'ordre de 23%, alors qu'il a atteint 40% en janvier 2018.

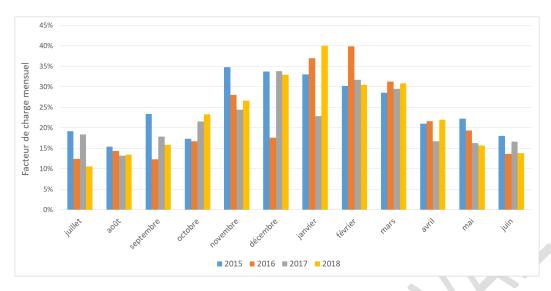


Figure 10 : Historiques de facteurs de charge nationaux mensuels (2015-2018)

Foisonnement

La diversité des situations de vent au sein d'une zone géographique conduit à un phénomène de foisonnement, rendant la production éolienne d'autant plus stable que celle-ci est considérée à une maille géographique large. En particulier, les situations de facteurs de charge très faibles sont plus rares lorsqu'on considère les productions à un périmètre large. Les situations de vent faible sur une large part de l'Europe de l'Ouest ne sont néanmoins pas exclues.

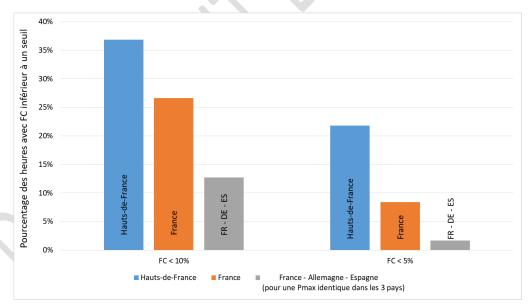


Figure 11 : Pourcentage des heures où le facteur de charge (FC) est faible (inférieur à 10%, 5%) à différents périmètres géographiques (facteurs de charge 2016-2017)

Situations de faible production

Une question récurrente du débat sur l'évolution du mix électrique et le développement des énergies renouvelables porte sur la gestion des situations de faible productible renouvelable et en particulier des situations d'absence de vent dans lesquelles la production éolienne peut atteindre des niveaux très faibles. Pour répondre à ces questions, RTE a développé dans ses publications récentes une étude de « stress-tests » avec par exemple l'étude d'une situation de vent très faible dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019.

Si l'existence de telles situations de vent très faible n'est plus à prouver, l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement impose de s'intéresser à la fréquence d'occurrence de telles situations, et au croisement avec les autres aléas pouvant affecter le fonctionnement du système électrique (vague de froid ou de chaleur, indisponibilités de moyens de production...).

L'analyse des facteurs de charge historique au pas de temps horaire permet d'apporter des éléments factuels sur l'occurrence des situations de faible vent et de dépasser les analyses réalisées sur les seules situations extrêmes. Elle met en évidence des occurrences relativement fréquentes de faible production : en moyenne, le facteur de charge éolien reste inférieur à 5% pendant environ 650 heures par an (soit environ 7,5% du temps). Elle montre également l'existence de situations de très faible production éolienne (facteur de charge inférieur à 2%) sur plusieurs dizaines d'heures par an.

Ces situations de faible production présentent en outre une saisonnalité marquée : elles apparaissent nettement plus fréquemment en été, mais ne sont néanmoins pas exclues en hiver.

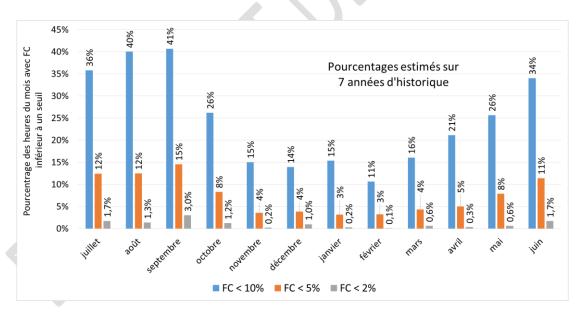


Figure 12 : Probabilité d'occurrence de facteurs de charge faibles (inférieurs à 10%, 5%, 2%) aux différents mois de l'année (historique 2012-2018)

D'autres caractéristiques structurantes pour le fonctionnement du système électrique

La production éolienne est également caractérisée par une <u>corrélation défavorable avec les épisodes</u> <u>de vagues de froid et de vagues de chaleur</u>: au cours de ces épisodes, les vitesses de vent et la production éolienne sont en moyenne inférieures aux moyennes de saison.

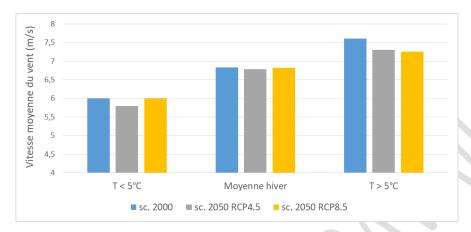


Figure 13 : Répartition des valeurs prises par la vitesse du vent en fonction de la température pendant les jours d'hiver (document de cadrage n°1 sur le référentiel climatique)

Les cas de longues périodes de faible production éolienne, et la variabilité de la production éolienne à l'échelle infra-journalière sont également des caractéristiques à prendre en compte pour l'étude de l'équilibre offre-demande à horizon long-terme.

3.2 Conversion des données climatiques en chroniques de production éolienne

3.2.1 Le facteur de charge éolien en fonction de la vitesse du vent

Courbes de puissance éolienne

La production d'une éolienne est liée à la vitesse du vent par une courbe de puissance. En-dessous d'une certaine vitesse de démarrage, de l'ordre de 3 à 5 m/s, l'éolienne a une production nulle. A partir de ce seuil, la puissance générée par l'éolienne augmente rapidement avec la vitesse du vent jusqu'à sa puissance nominale, atteinte pour une vitesse de vent de l'ordre de 10 à 15 m/s. Enfin, la puissance nominale est maintenue jusqu'à une vitesse de décrochage (de l'ordre de 20 à 25 m/s) au-delà de laquelle l'éolienne est arrêtée pour protection.

Si la forme de cette courbe de puissance se retrouve globalement dans les caractéristiques de la plupart des éoliennes, les différentes vitesses seuils sont spécifiques à chaque modèle de turbine.

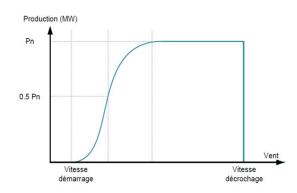


Figure 14 : Illustration de la courbe de puissance éolienne

Facteurs de charge et vitesses de vent historiques à un périmètre large

À une maille géographique large, la relation entre vitesse de vent et production éolienne suit globalement une tendance analogue à celle de la courbe de puissance éolienne mais elle s'écarte néanmoins de la courbe théorique, comme l'illustre la figure ci-dessous (historique pour une zone du nord de la France).

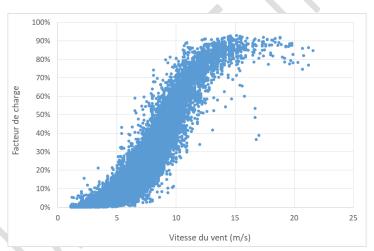


Figure 15 : Facteur de charge historique en fonction de la vitesse du vent (pour une zone du Nord de la France, années 2016-2017)

A ce périmètre géographique, il n'y a plus de vitesse seuil clairement identifiable et le nuage de points est relativement dispersé : il n'existe pas de relation déterministe entre la vitesse du vent et le facteur de charge éolien. Cette dispersion est d'autant plus importante que le périmètre considéré est large. Elle peut s'expliquer par de nombreux facteurs, notamment :

- la mesure imparfaite de la vitesse du vent sur l'historique ;
- la disparité en matière de localisation des parcs, de types de turbine et de ressource en vent au sein de la zone d'étude ;
- les cas d'arrêt de turbines pour maintenance ou écrêtement de production.

L'analyse des données historiques révèle également que pour une même valeur de vitesse de vent, les facteurs de charge ont une valeur moyenne plus ou moins importante selon l'heure de la journée, probablement lié à l'existence d'un profil d'erreur journalier dans l'estimation des vitesses de vent historiques.

De ce fait, l'usage de courbes de puissance telles que présentées précédemment ne permet pas de modéliser précisément le lien entre vitesse de vent et production éolienne sur des zones géographiques étendues. Une modélisation statistique, basée sur l'analyse de la relation historique entre vitesse du vent et facteurs de charge éoliens, doit donc être mise en œuvre.

3.2.2 La méthodologie de modélisation de la production éolienne

Calibration d'un premier modèle statistique

Les paramètres d'une fonction de transfert reliant le facteur de charge à la vitesse du vent et à l'heure de la journée sont évalués par un modèle de régression statistique (modèle additif généralisé) basé sur l'historique. L'application de ce premier modèle statistique aux données climatiques historiques permet ensuite de comparer les facteurs de charge réalisés (en bleu) et simulés (en orange).

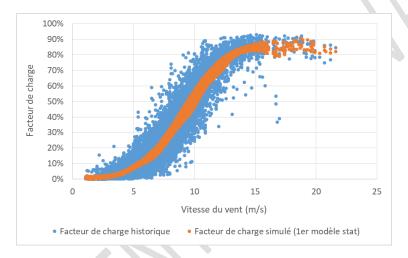


Figure 16 : Facteur de charges historique (en bleu) et simulés (en orange) par utilisation d'un premier modèle statistique reliant les facteurs de charge à la vitesse du vent et à l'heure de la journée (zone du nord de la France, années 2016-2017)

L'analyse met en évidence les limites de cette approche pour l'application aux études d'équilibre offredemande. En effet, la dispersion observée dans les données historiques se traduit par un large spectre de valeurs de facteurs de charge pour une même valeur de vent et d'heure de la journée (points bleus). Le modèle statistique fournit à l'inverse à des valeurs de facteurs de charge resserrées au milieu de ce spectre (points orange). Ce phénomène conduit notamment à sous-représenter les situations de faible production, qui peuvent pourtant s'avérer structurantes pour le fonctionnement du système électrique à un horizon de long terme.

Des étapes de modélisation supplémentaires ont donc été introduites. Elles visent à simuler un « bruit », c'est-à-dire une valeur (positive ou négative) à ajouter à chaque valeur de facteur de charge simulé par le modèle pour mieux couvrir l'ensemble des situations de production éolienne possibles.

Analyse des résidus du modèle

Les « résidus du modèle » sont définis comme les différences entre facteurs de charges simulés et facteurs de charge historiques. Le graphique ci-dessous illustre les valeurs de ces résidus en fonction de la vitesse du vent observée sur une zone donnée.

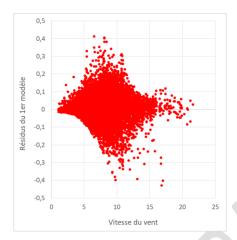


Figure 17 : Résidus du premier modèle statistique en fonction du vent (zone du Nord de la France, 2016 – 2017)

Ces résidus présentent les propriétés suivantes :

- 1. leur amplitude est dépendante de la vitesse du vent (et de l'heure de la journée) ;
- 2. leur amplitude n'est pas la même selon qu'ils sont positifs ou négatifs ;
- 3. les facteurs de charges ont des valeurs comprises entre 0% et 100%, ce qui implique que les résidus ont également des bornes inférieures et supérieures ;
- 4. les résidus sont auto-corrélés, c'est-à-dire que leur valeur à une heure H est corrélée à leur valeur aux heures précédentes. Par exemple, si la valeur de facteur de charge simulée par le modèle est inférieure à la valeur observée dans l'historique à une heure donnée, la valeur simulée à l'heure suivante a également de grandes chances d'avoir été sous-estimée par le modèle.

Étant donné ces caractéristiques, la modélisation ne peut donc pas se limiter à un simple tirage aléatoire de « bruits » à ajouter ou soustraire aux facteurs de charge simulés par le premier modèle statistique. Le tirage d'un bruit fortement négatif pour une faible vitesse de vent conduirait par exemple à simuler des facteurs de charge négatifs. L'enjeu de la simulation des « bruits » consiste donc à définir une méthode pour réaliser des tirages aléatoires qui conservent les propriétés des résidus énoncées ci-dessus.

• Calibration de modèles de transformation des résidus

Afin de reproduire les propriétés identifiées, les résidus issus du premier modèle statistique (Figure 17) sont utilisés pour calibrer :

- 1. **un modèle d'amplitude** permettant de relier l'amplitude des résidus à la vitesse du vent, l'heure de la journée, et le signe du résidu (propriétés 1, 2, 3) ;
- 2. **un modèle autorégressif** permettant de reproduire l'autocorrélation identifiée dans les séries temporelles de résidus (propriété 4).

• Phase de tirage de bruit

Ces modèles sont finalement utilisés pour réaliser des tirages aléatoires de bruits à ajouter au premier modèle statistique. Cette phase se découpe en deux étapes :

- 1. tirage aléatoire d'une série de « bruits » auto-corrélés grâce au modèle autorégressif ;
- 2. introduction d'amplitudes variables selon la vitesse du vent, l'heure de la journée, et le signe du résidu (positif ou négatif) grâce au modèle d'amplitude.

À l'issue de ces deux étapes, il est alors possible de générer de manière aléatoire des séries temporelles de « bruits » conservant les propriétés précitées.

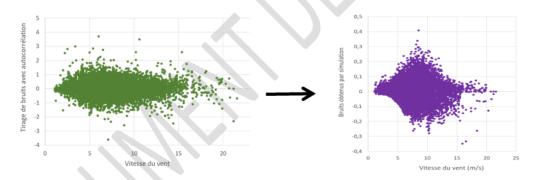


Figure 18 : Exemple de tirage de « bruits », représentés en fonction de la vitesse du vent, obtenus par tirages aléatoires (à gauche) et application des modèles de transformation des résidus (à droite)

Validation du modèle

L'addition de ces bruits aux valeurs de facteurs de charges simulées par le premier modèle statistique, permet finalement d'obtenir de nouveaux facteurs de charges qui intègrent mieux l'ensemble des situations de productions éoliennes possibles, notamment les probabilités d'occurrence de période de faible production.

Pour valider le modèle, les bonnes pratiques en matière d'apprentissage statistique préconisent de séparer les données historiques en une période d'apprentissage et une période de test. Les paramètres des différents modèles statistiques sont évalués en utilisant les données de la période d'apprentissage (les données de la période de test ne sont pas utilisées pour cette phase de calibration).

Une fois les paramètres de la fonction de transfert évalués, celle-ci est appliquée aux données de la période de test. La validation du modèle est alors effectuée en comparant les facteurs de charge historiques et simulés sur cette période de test, afin de s'assurer de ses bonnes performances, y compris sur des périodes non utilisées pour la calibration du modèle. Ceci permet d'assurer que le modèle n'est pas « surajusté » sur les données utilisées pour sa calibration (phénomène de surapprentissage) et qu'il sera bien en mesure de prévoir de manière fiable les observations futures.

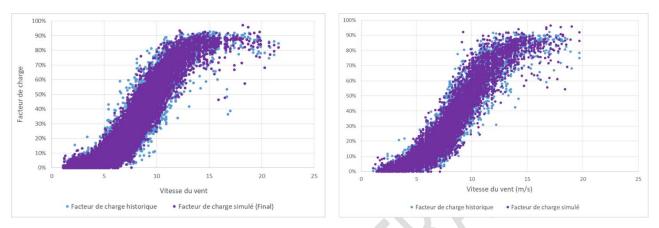


Figure 19 : Facteurs de charge historiques (en bleu) et simulés (en violet) en fonction de la vitesse du vent (sur la période d'apprentissage à gauche, et sur la période de test à droite)

Les résultats obtenus se présentent sous la forme de séries temporelles de facteurs de charge simulés, dont les valeurs peuvent finalement être comparées aux séries temporelles historiques. L'analyse montre que les chroniques de production historique peuvent être reproduites avec une bonne précision.

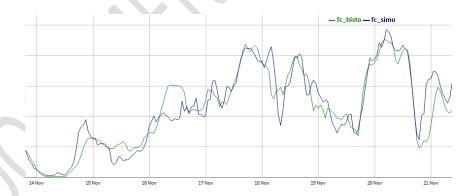


Figure 20 : Exemple de séries de facteurs de charge historiques (en vert) et simulées (en bleu) - zone du Nord de la France, une semaine de novembre 2017

3.2.3 Bilan de la méthode de simulation de la production éolienne

Calibration des fonctions de transfert

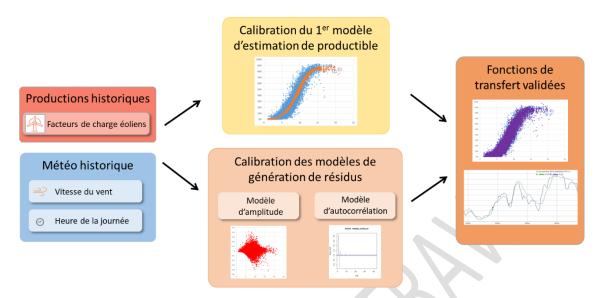


Figure 21 : Étapes de calibration du modèle éolien, appliquées pour chaque zone du découpage géographique

Simulation sur la base des données issues du référentiel climatique

Les fonctions de transferts obtenues permettent de simuler des séries temporelles de facteurs de charge sur la base de nouvelles données de vitesse de vent. En particulier, elles permettent ainsi la conversion de l'ensemble des séries de vitesse de vent du référentiel climatique en séries de facteurs de charge éolien, pour chacune des zones d'étude.

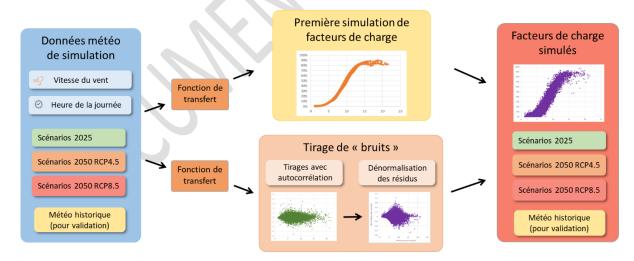


Figure 22 : Etapes de simulation des facteurs de charge sur la base de nouvelles données météorologiques et des fonctions de transfert établies lors de la phase de calibration

• Cas des zones sans historique de production éolienne

Au sein du découpage défini précédemment, certaines zones n'ont aucune capacité éolienne installée à ce jour, ou pas d'historique de production de qualité suffisante. Pour ces zones, il n'est donc pas possible calibrer de fonction de transfert spécifique. La simulation est alors basée sur la fonction de transfert d'une autre zone, sélectionnée sur des critères de ressemblance en termes de superficie et de ressource éolienne. Les données de vitesse de vent utilisées pour la simulation restent néanmoins bien celles de la zone sans historique de production, de sorte que la simulation reste cohérente avec la ressource en vent de la zone considérée ainsi qu'avec le reste de la simulation climatique.

3.2.4 Cas particulier de la production éolienne en mer

La modélisation de l'éolien en mer se confronte également à l'absence d'historique de production pour une telle filière en France. Par ailleurs, le développement de l'éolien en mer dans les prochaines années est caractérisé par la mise en service de projets déjà bien identifiés, pour plusieurs centaines de mégawatts sur un même site.



Figure 23 : Projets de parcs éoliens en mer en France

Cette concentration de capacités localisées sur un même site, les spécificités de la ressource éolienne en mer, ainsi que les spécificités des turbines utilisées rendent inapplicables les fonctions de transfert estimées pour l'éolien terrestre.

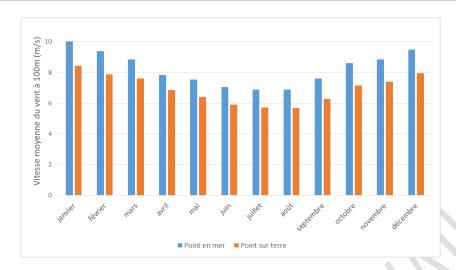


Figure 24 : Vitesses de vent historiques en moyenne mensuelle sur 30 ans, pour un point situé en mer au large de Dunkerque (en bleu), et un point situé sur terre à proximité (en orange)

Pour calibrer les fonctions de transfert de la production éolienne en mer, il est néanmoins possible de s'appuyer sur les données historiques de production des parcs éoliens en mer déjà en service chez certains de nos voisins européens, en les croisant avec les données de vitesse de vent réalisée au large des côtes européennes correspondantes. Dans le détail, RTE propose donc la méthodologie suivante :

- Calibration de fonctions de transfert suivant les principes énoncés dans la partie précédente, sur la base d'historiques de productions et de vitesses de vent correspondant à des parcs éoliens en mer étrangers à sélectionner.
- Simulation de la production éolienne en mer sur la base de ces fonctions de transfert et des données de vent correspondant à la localisation identifiés pour les projets éoliens en mer français.

Jusqu'à l'horizon 2025, les données de vent utilisées pour la simulation correspondent aux localisations précises des projets déjà identifiés. Pour l'horizon 2050, une méthodologie reste à construire pour prendre des hypothèses de localisation pour de nouveaux parcs éoliens offshore (cf. partie 2.5.1).

3.3 Premiers résultats de la modélisation appliquée aux nouveaux référentiels climatiques utilisés pour le Bilan prévisionnel à l'horizon 2050

Pour apporter un premier aperçu de l'utilisation du modèle éolien sur les référentiels climatiques projetés aux différents horizons, des simulations ont été réalisées en conservant la répartition des capacités éoliennes actuelle et sans faire d'hypothèse d'évolution technologique. Ceci permet de vérifier que les données simulées conservent bien les principales caractéristiques observées dans l'historique, d'étudier les effets de la simulation sur un grand nombre d'années, et d'évaluer les effets du changement climatique à l'horizon 2050.

Saisonnalité de la production éolienne

La saisonnalité identifiée en Figure 10 se retrouve dans les trois simulations à climat constant.

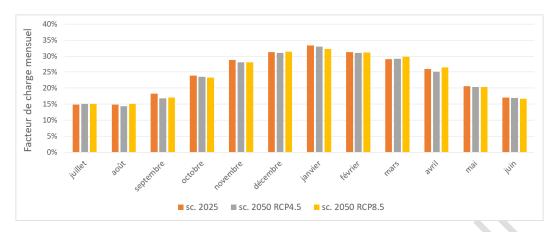


Figure 25 : Facteurs de charge mensuels <u>obtenus par simulation</u> pour les différents référentiels climatiques à climat constant

• Effets du changement climatique sur la production éolienne

L'analyse des productions éoliennes simulées révèle une légère baisse des facteurs de charge éoliens en France dans les simulations prenant en compte le réchauffement climatique à l'horizon 2050. On constate également cette baisse à l'échelle de l'Europe, avec des disparités régionales. Cette évolution du facteur de charge éolien en lien avec le changement climatique fait encore aujourd'hui l'objet de travaux dédiés au sein de la communauté scientifique. Des publications récentes montrent par ailleurs que l'état des oscillations océans-atmosphère peut avoir un effet prépondérant sur le productible éolien à l'échelle de la décennie.

Situations de faible production (simulées)

Pour l'occurrence des situations de faible production, la simulation sur les scénarios à climat constant conduit également à retrouver les ordres de grandeur observés sur l'historique (voir Figure 11), avec des périodes de vent très faibles relativement fréquentes, en particulier sur les périodes estivales. Ceci permet d'assurer que les propriétés de la production éolienne historique sont globalement conservées. Les échantillons ne sont toutefois pas parfaitement comparables (simulations sur 200 chroniques climatiques annuelles contre historiques de production sur quelques années).

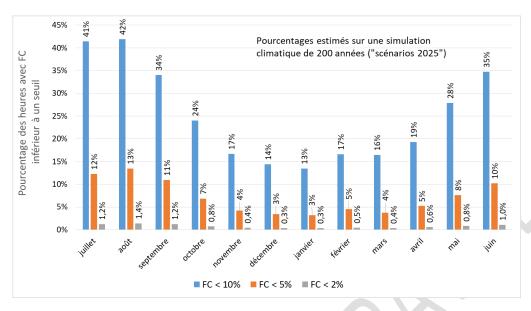


Figure 26 : Probabilités d'occurrence de facteurs de charge inférieurs à un seuil (10%, 5%, 2%) <u>obtenues par</u> <u>simulation</u> sur les 200 années des scénarios à climat 2025

· Vagues de froid

La ressource éolienne a une saisonnalité telle que les facteurs de charge sont plus élevés pendant la période hivernale. Cette propriété est favorable pour la gestion de l'équilibre offre-demande, puisque l'hiver est également la période de plus forte consommation électrique, en lien avec l'usage du chauffage électrique.

Pendant les périodes de vagues de froid, les simulations conduisent cependant à des productions inférieures aux moyennes de saison, comme le laissait présager l'analyse des données météorologiques. Sur ces périodes, on retrouve la légère baisse de productible éolien dans les scénarios climatiques à l'horizon 2050.

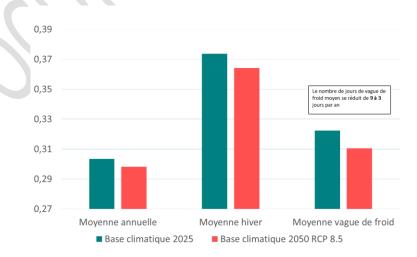


Figure 7. Comparaison des facteurs de charge éolien lors des périodes hivernales et vagues de froid pour deux hypothèses de climat

• Vagues de chaleur

De même, les productions éoliennes sont en moyennes plus faibles au cours des vagues de chaleur que pendant le reste de l'été.

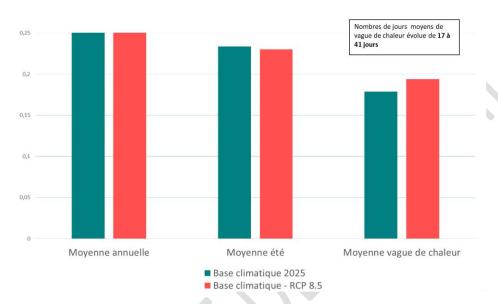


Figure 27. Comparaison des facteurs de charge éoliens sur les périodes estivales et vagues de chaleur pour deux hypothèses de climat

Au cours de ces périodes, la production éolienne est par ailleurs marquée par un profil journalier conduisant à une production généralement moindre pendant les heures méridiennes. Ces deux caractéristiques sont également défavorables pour le système électrique, puisque les consommations maximales d'été sont atteintes en milieu de journée pendant les jours de forte chaleur, en lien avec l'usage de la climatisation.

• Le référentiel climatique permet d'envisager une large palette de situations de production éolienne

Les données historiques considérées sont restreintes à sept années, au cours desquelles le parc éolien installé a doublé de capacité. Les analyses menées sur ces données ne permettent donc pas de le confronter à toute la variété des situations climatiques possibles.

La simulation sur l'ensemble du référentiel climatique, c'est-à-dire des simulations de 200 tirages annuels pour chacune des trois bases climatiques (climat 2025 et deux trajectoires de climat à l'horizon 2050), permet de prendre en compte des scénarios plus extrêmes. C'est par exemple le cas pour les facteurs de charges annuels, qui varient entre 19% et 28% dans les simulations, soit une fourchette très significativement plus large que celle issue des données historiques (entre 22% pour l'année avec le moins bon facteur de charge moyen - 2017 – et 25% pour celle présentant le meilleur – 2018).

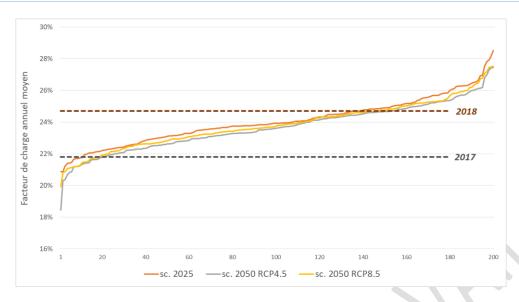


Figure 28 : Monotone de facteur de charge annuel moyen pour chaque simulation de 200 années à climat constant

Les simulations révèlent également des configurations plus extrêmes que celles observées sur l'historique en matière de périodes de « faible production », définies ici comme une succession de jours avec un facteur de charge journalier inférieur à 10%.

Le graphique ci-après présente ainsi la durée maximale des périodes de faible production sur les 200 tirages annuels de chacune des bases climatiques utilisées. Il en ressort que ces référentiels comprennent un grand nombre de situations de « faible production » plus longues que la « pire » situation historique sur la période 2012 - 2018 (période de 9 jours consécutifs observée en 2017). Ainsi, des périodes de 10 jours de faible production d'affilée apparaissent courantes (20% des tirages simulés), et des périodes de 20 jours ou plus de faible production d'affilée peuvent également être observées dans de rares cas.

En conséquence, les référentiels climatiques utilisés pour les simulations du Bilan prévisionnel contiennent des situations potentiellement plus « stressantes » que sur l'historique s'agissant des périodes de faible vent.

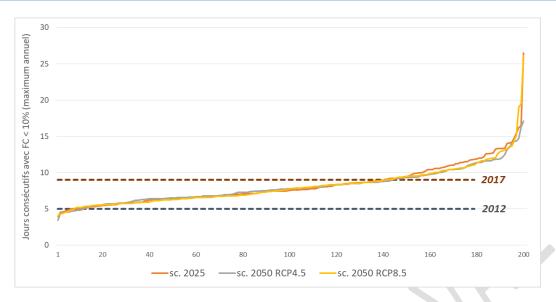


Figure 29 : Monotone de durée maximale de « faible production » (en nombre de jours consécutifs) pour chaque simulation de 200 années à climat constant. Les périodes de faible production sont ici définies comme l'ensemble des journées pour lesquelles le facteur de charge journalier moyen reste inférieur à 10%.

4. Modélisation de la production solaire

4.1 Caractéristiques de la production solaire historique

• Facteurs de charge annuels

Le facteur de charge solaire en France observé sur les dernières années est en moyenne de l'ordre de 14%, avec de légères variations d'une année à l'autre.

Ces variations sont liées aux variations de la ressource en rayonnement, mais aussi à l'évolution de la structure du parc de production solaire. Les capacités solaires ont en effet plus que triplé entre début 2012 et fin 2018, avec une évolution de la répartition géographique des capacités, ainsi que de la répartition entre installations au sol et installations sur toiture.

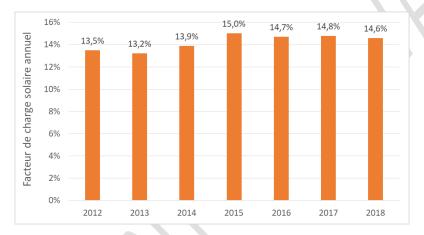


Figure 30 : Evolution du facteur de charge solaire annuel en France

Saisonnalité

La production solaire est également caractérisée par une forte saisonnalité annuelle : la production est nettement plus importante en été qu'en hiver du fait des durées d'ensoleillement, avec des facteurs de charge de l'ordre de 20% sur les mois d'été, et légèrement supérieurs à 5% en décembre-janvier.

Les facteurs de charge sur un même mois sont variables d'une année à l'autre, en particulier pendant les mois d'automne et de printemps. Cette variabilité interannuelle est néanmoins nettement moins marquée que pour la production éolienne.

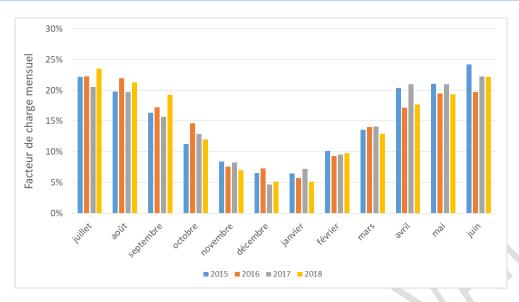


Figure 31: Facteurs de charge solaires mensuels en France sur l'historique (2015 - 2018)

• Profil journalier

Enfin, la production solaire est marquée par un profil de production journalier spécifique, liée à l'alternance jour-nuit. L'amplitude de la production reste par ailleurs dépendante de la saison (cf. point précédent).

Au cours de l'été, il est ainsi possible d'observer jusqu'à 6 heures de production de plus que sur la période autour du solstice d'hiver. En hiver, la production photovoltaïque est nulle à 19h (heure du pic de consommation électrique à l'heure actuelle) tandis qu'elle est significative en été à la même heure.

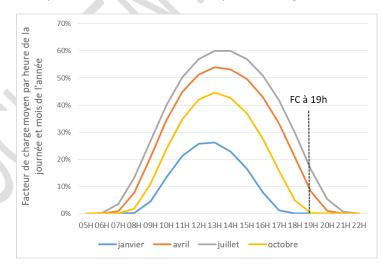


Figure 32 : Facteur de charge solaire moyen selon l'heure de la journée et le mois de l'année (historique sur les années 2012 à 2018)

• D'autres caractéristiques structurantes pour le fonctionnement du système électrique européen

La production solaire présente également un comportement particulier pendant les canicules. En effet, ces périodes sont généralement associées à de bonnes conditions d'ensoleillement, mais peuvent aussi potentiellement conduire à une baisse de rendement des panneaux liée à la chaleur.

A l'échelle européenne, les heures de productions solaires sont décalées d'un pays à l'autre, en lien avec les différences d'heures de lever et coucher du soleil. Les pays du Sud ont par ailleurs un profil de production plus régulier au cours de l'année, là où les pays du Nord ont une production plus nettement réduite en hiver.

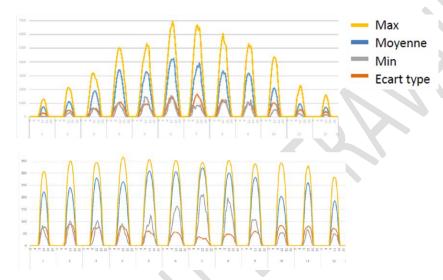


Figure 33: Profils journaliers moyens par mois pour la Grande-Bretagne (en haut) et le Portugal (en bas)

4.2 Conversion des données climatiques en chroniques de production solaire

4.2.1 Les facteurs de charge solaires comme fonction des valeurs de rayonnement

L'analyse des données historiques montre une bonne corrélation entre la production photovoltaïque et les valeurs de rayonnement global horizontal historiques. Néanmoins, comme pour la production éolienne, l'analyse de ces données au périmètre d'une zone d'étude met aussi en évidence une certaine dispersion : pour une même valeur de rayonnement, il existe un spectre relativement large de valeurs de facteur de charge photovoltaïque.

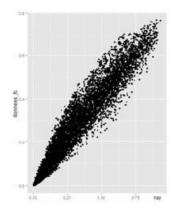


Figure 34 : Facteurs de charge photovoltaïques historiques en fonction des valeurs de rayonnement global horizontal au périmètre d'une zone d'étude

Ce phénomène peut s'expliquer par différents facteurs, notamment :

- la mesure imparfaite des valeurs de rayonnement global historique;
- la dispersion en matière de localisation des installations, de technologies et de valeurs de rayonnement au sein de la zone géographique étudiée ;
- l'influence d'autres variables météorologiques sur la production photovoltaïque.

4.2.2 Un modèle statistique intégrant d'autres variables météorologiques

En plus du rayonnement global horizontal, l'analyse de l'historique montre que d'autres paramètres ont une influence sur la production photovoltaïque :

- <u>La couverture nuageuse</u>: cette variable climatique est étroitement liée à la variable de rayonnement global horizontal. Le pourcentage de couverture nuageuse apporte néanmoins une information supplémentaire, en lien avec le partage du rayonnement global en rayonnement direct et diffus, qui lui-même a une influence sur la production photovoltaïque.
- <u>La température</u>: lors des fortes chaleurs, le rendement des panneaux solaires peut se trouver diminué: pour une même valeur de rayonnement un parc solaire produira moins lorsque les températures sont plus élevées.
- <u>Le jour de l'année</u> : dans les installations photovoltaïques, l'inclinaison fixe des panneaux conduit à des productions plus ou moins optimales selon la période de l'année.

Par un modèle de régression statistique similaire à celui développé pour la production éolienne (cf. partie 3.), il est alors possible de calibrer une fonction de transfert reliant le facteur de charge photovoltaïque aux valeurs de rayonnement, couverture nuageuse, température et jour de l'année.

4.2.3 Des modèles supplémentaires pour prendre en compte la variabilité et les valeurs extrêmes

Malgré l'intégration des variables météorologiques supplémentaires, la simulation obtenue par régression statistique n'intègre pas toute la variabilité observée dans l'historique. Plus spécifiquement, elle conduit à des pics de production journaliers rarement très bas ou très élevés, et plus généralement à une variabilité infra-journalière sous-estimée. Des étapes de modélisation supplémentaires sont donc intégrées afin de prendre en compte ces caractéristiques historiques, selon une approche

comparable à celle développée pour la modélisation de la production éolienne (analyse des résidus du modèle statistique et correction de la variance simulée).

4.2.4 Bilan de la méthodologie de modélisation de la production solaire

Calibration des fonctions de transfert

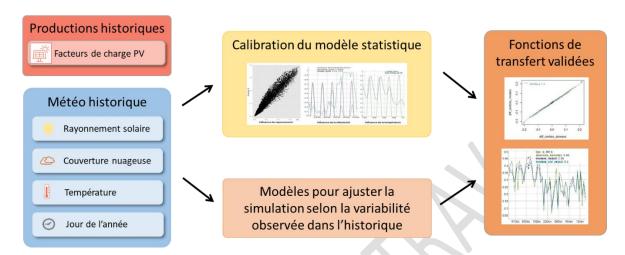


Figure 35 : Etapes de calibration du modèle photovoltaïque, appliquées pour chaque zone du découpage géographique

Simulation sur la base des données issues du référentiel climatique

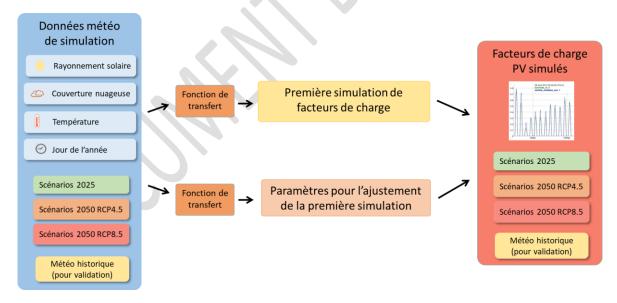


Figure 36 : Etapes de simulation des facteurs de charge photovoltaïques sur la base de nouvelles données météorologiques et des fonctions de transfert établies lors de la phase de calibration

Cas des zones sans historique de production photovoltaïque

Certaines zones n'ont aucune capacité photovoltaïque installée à ce jour, ou pas d'historique de production de qualité suffisante, si bien qu'on ne peut pas calibrer de fonction de transfert propre. La simulation se fait alors en utilisant les fonctions calibrées sur une autre zone, sélectionnée sur des

critères de ressemblance en termes de superficie et de ressource en rayonnement. Les données météorologiques utilisées pour la simulation restent néanmoins bien celles de la zone sans historique de production, de sorte que la simulation reste cohérente avec les caractéristiques météorologiques de la zone considérée et avec le reste de la simulation climatique.

4.3 Premiers résultats de la modélisation appliquée aux nouveaux référentiels climatiques utilisés dans le Bilan prévisionnel à l'horizon 2050

Pour apporter un premier aperçu de l'utilisation du modèle photovoltaïque sur les référentiels climatiques projetés aux différents horizons, des simulations ont été réalisées en conservant la répartition géographique et technologique actuelle des capacités photovoltaïques. Ceci permet en outre de vérifier que les données simulées conservent bien les principales caractéristiques observées dans l'historique.

Saisonnalité

C'est par exemple le cas de la saisonnalité observée en Figure 31, qui reste présente dans les trois simulations à climat constant.

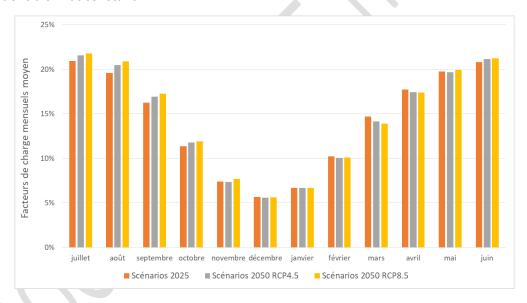


Figure 37 : Facteurs de charge solaires mensuels moyens dans chacune des trois simulations de 200 années

Effets du changement climatique sur la production solaire

L'analyse des productions solaires simulées révèle une légère hausse des facteurs de charge solaires, notamment sur les mois d'été, dans les simulations prenant en compte le réchauffement climatique à l'horizon 2050.

Une attention particulière doit toutefois être portée à l'analyse du comportement de la production solaire lors des vagues de chaleur, amenées à être de plus en plus fréquentes.

Facteurs de charge annuels

La tendance évoquée au paragraphe précédemment se confirme lorsqu'on analyse les valeurs de facteurs de charge annuels. L'effet haussier sur la production solaire est plus marqué dans l'hypothèse de changement climatique la plus forte (trajectoire RCP 8.5).

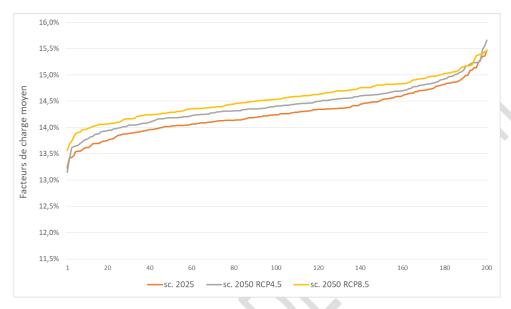


Figure 38 : Monotone de facteurs de charge solaires (moyennes annuelles) pour chacune des trois simulations de 200 années

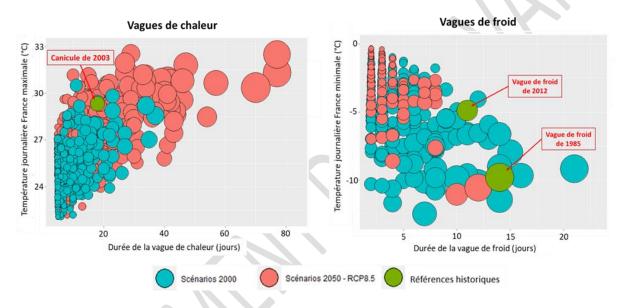
• Vagues de chaleur

Au cours des vagues de chaleur, la production solaire simulée est en moyenne légèrement plus élevée que la moyenne estivale. Ce comportement est lié à des conditions d'ensoleillement plus favorables à ces périodes. En revanche, ce résultat intègre une dégradation du rendement des panneaux à cause de la chaleur d'autant plus que la température augmente (en d'autres termes, la production solaire lors des épisodes de forte chaleur est légèrement plus élevée que la moyenne, mais elle pourrait être encore plus forte si le rendement des panneaux était similaire à celui à température normale). La prise en compte de cet effet, à priori de second ordre, est un enjeu pour l'étude de l'équilibre offre-demande car ces périodes combinent de nombreux aléas défavorables (consommation forte, moindre production éolienne, risques de faibles disponibilités nucléaires et hydrauliques) et elles sont amenées à s'intensifier dans le futur. La prise en compte de la température dans les simulations photovoltaïques doit permettre d'en tenir compte, mais l'extrapolation aux fortes températures présentes dans les scénarios à climat 2050 devra être spécifiquement étudiée.

5. La modélisation de la production renouvelable alimente l'analyse des effets du changement climatique à l'échelle du système électrique

Conformément aux principes de cadrage des scénarios 2050 partagés au sein de la Commission perspectives système et réseau, la construction de ces scénarios doit tenir compte des effets du changement climatique à cet horizon. Il existe en effet un intérêt fort à pouvoir prendre en compte ces effets et à travailler sur un nouveau référentiel climatique, notamment afin d'affiner la représentation des situations extrêmes.

Figure 39. Illustration de la fréquence d'occurrence des vagues de froid et de chaleur dans les différentes bases climatiques considérées



Bien que la définition exacte de ce type de situation puisse être débattue, il apparaît a priori nécessaire de porter un regard particulier sur l'évolution des pointes hivernales et estivales.

Apporter une réponse aux questions sur l'évolution à long terme de la contribution de la production renouvelable lors des pointes de consommation (notamment dans des scénarios de mix marqués par une part très importante de production d'origine renouvelable) nécessite d'une part de construire les hypothèses des scénarios à étudier, et d'autre part de réaliser des simulations complètes du fonctionnement du système électrique, en croisant l'ensemble des aléas. Ces simulations ne seront réalisées que dans la phase II des travaux sur les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel (au cours de l'année 2020).

Toutefois, afin d'apporter un premier aperçu sur les effets du changement climatique sur l'équilibre du système et en particulier sur la production éolienne et solaire lors des situations de tension, RTE a réalisé de nouvelles simulations sur le scénario *Ampère* à l'horizon 2035 (scénario avec environ 50% de nucléaire et 50% de production d'origine renouvelable – voir le Bilan prévisionnel 2017 pour plus de détails), en appliquant à ce scénario les différentes bases climatiques.

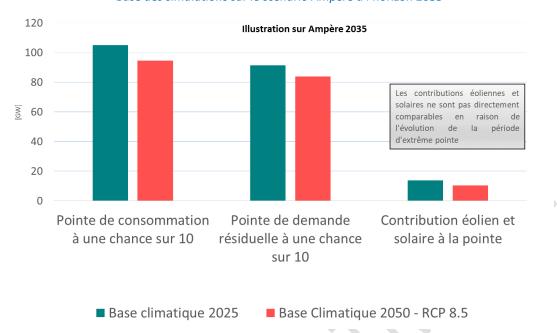


Figure 40. Illustration d'une analyse croisée des effets du changement climatique sur la pointe hivernale, sur la base des simulations sur le scénario Ampère à l'horizon 2035

La base climatique correspondant à une projection du climat à l'horizon 2050 met en évidence la baisse du pic de consommation en hiver associée au réchauffement du climat. Cet effet contribuant à une détente du système électrique conduit à décaler les périodes de « pointe » du système électrique : les situations de tension ne se matérialisent plus uniquement lors des vagues de froid extrêmes mais aussi lors de la combinaison de plusieurs aléas défavorables (froid, vent faible, sécheresse...). Ceci explique la baisse apparente de la contribution éolienne et solaire lors des périodes de pointe.

La proportion de ces différents effets dépend de la structure du parc de production et cette analyse succincte devra être complétée et approfondie dans le cadre de l'étude des scénarios à l'horizon 2050.

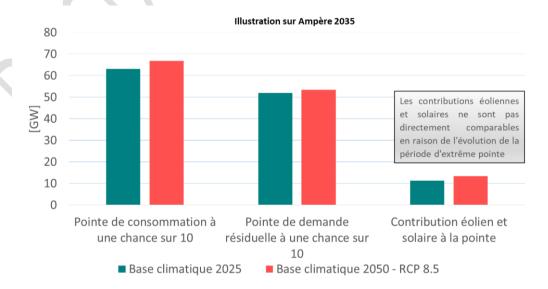


Figure 41. Illustration d'une analyse croisée des effets du changement climatique sur la pointe estivale, sur la base des simulations sur le scénario Ampère à l'horizon 2035

Sur la pointe estivale, les effets sont opposés : le changement climatique devrait conduire à accentuer les appels de puissance, mais aussi à une augmentation de la contribution attendue du solaire en moyenne. La part du solaire dans l'ensemble des énergies renouvelables a donc un effet singulier sur les besoins en puissance du système. L'effet sur le reste de la production d'électricité (hydraulique, nucléaire dans les scénarios associés) fera l'objet de développements dans d'autres documents de cadrage.

Cette analyse préliminaire vise à illustrer certains effets décrits dans le document de cadrage. Elle doit être complétée par une analyse des « cas extrêmes », lesquels apparaissent plus probables (sur la production éolienne et solaire) et avec une amplitude plus forte.

Dans les deux situations (hivernale et estivale), la modélisation de la production renouvelable avec le nouveau référentiel climatique permet d'atténuer des conclusions qui n'auraient porté que sur l'analyse de ses effets sur la pointe de consommation.

L'enjeu sur l'exercice du Bilan prévisionnel 2050 sera d'analyser l'articulation entre les effets du changement climatique sur la production renouvelable, nucléaire et hydraulique, et les effets sur la consommation. Ceci permettra d'évaluer, pour les différents scénarios, les besoins de flexibilité nécessaires à la robustesse du système.

Les prochaines réunions du groupe de travail porteront sur l'analyse des effets du climat sur la consommation projetée à l'horizon 2050, ainsi que ceux sur la disponibilité de la production nucléaire et hydraulique.