

LES EXPERTS SOCOTEC

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR)

3

NOVEMBRE 2021



SOCOTEC

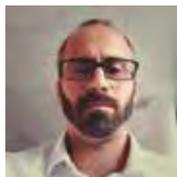
Introduction

**L'HUMANITÉ FAIT FACE
À LA SITUATION LA PLUS
INÉDITE DE TOUTE SON
HISTOIRE :**
UN RÉCHAUFFEMENT
CLIMATIQUE PLANÉTAIRE
ACCÉLÉRÉ DONT ELLE EST
RESPONSABLE ET DONT
LES CONSÉQUENCES
NE SONT PAS TOUTES
CONNUES POUR LE
MOMENT

Dans son rapport du 9 août 2021, le Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) considère désormais qu'« il est sans équivoque que l'influence humaine a réchauffé l'atmosphère, les océans et les terres »¹. Alors que le climat change plus rapidement que prévu, provoquant des catastrophes naturelles toujours plus nombreuses et violentes, la question de la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre (GES) occupe désormais le premier rang des préoccupations partout dans le monde. Toutes les sociétés humaines, toutes les organisations cherchent désormais des solutions à ce problème. Des enjeux tels que la sobriété énergétique, la décroissance, la place du nucléaire, l'avenir des énergies fossiles, l'émergence de nouveaux modes constructifs, le développement des mobilités douces ou des transports publics sobres, la définition de nouvelles règles d'urbanisme, l'écologie industrielle, l'économie de la fonctionnalité, la réindustrialisation profonde, etc. sont partout activement discutées. Pour ce nouveau livret des experts, le groupe SOCOTEC a choisi d'explorer le thème des énergies renouvelables (ENR), au cœur des questions du mix énergétique français, et de leur contribution à la problématique générale du réchauffement climatique, des enjeux qui leur sont associés et des solutions concrètes existantes.

¹ IPCC (2021), Climate Change 2021, The physical science Basis, Working group I, AR6, p. 6.

LES EXPERTS SOCOTEC



FABIEN CRETOIS

Expert SOCOTEC
Responsable commercial HSE et ENR
SOCOTEC Environnement



JOAO IRIA

Expert SOCOTEC
Directeur Énergies Renouvelables
SOCOTEC Equipements et Industrie



JEAN-FRANÇOIS MIRAL

Expert SOCOTEC
Directeur de Pôle
Centre de Formation de Nantes
SOCOTEC Formation



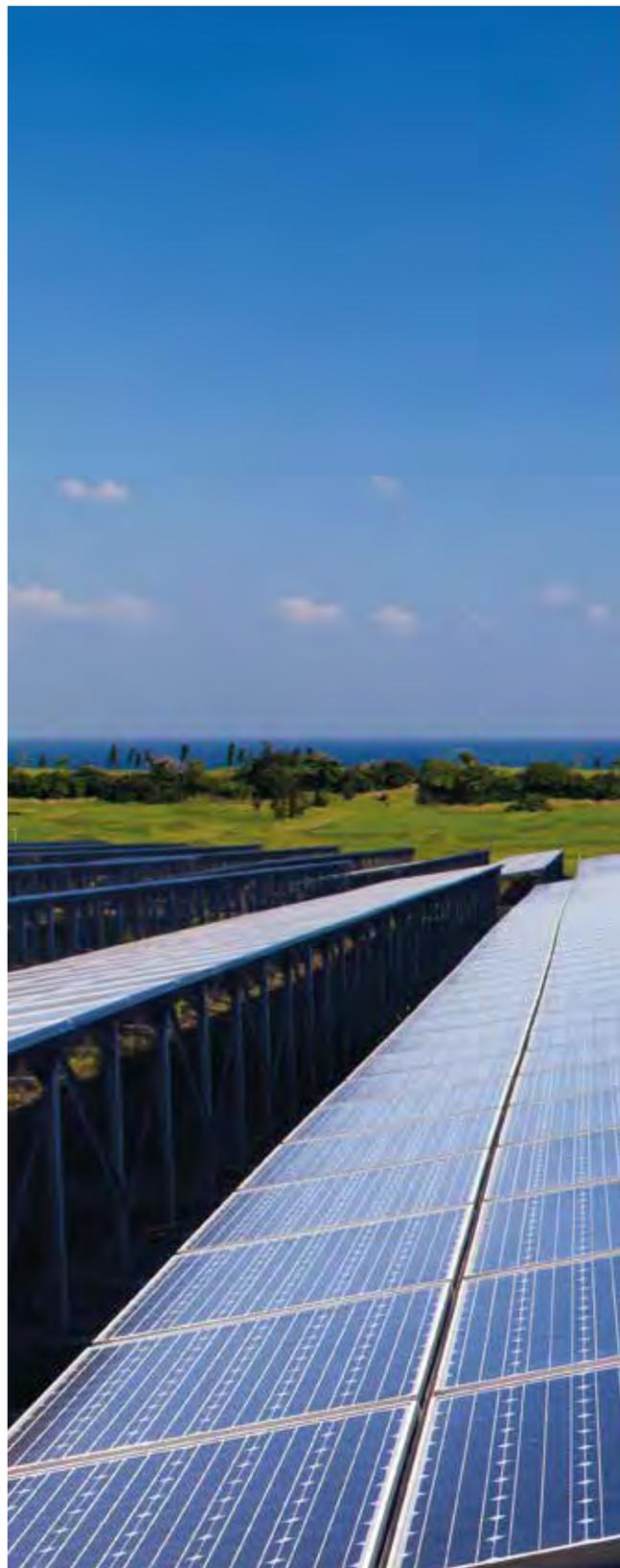
GAËLLE PERTRIZEARD

Experte SOCOTEC
Directrice Commerciale Grands Comptes
Agence Énergies Renouvelables
SOCOTEC Construction et Immobilier



JÉRÔME ROZE

Expert SOCOTEC
Assistance Conseil et chef de projets
SOCOTEC Environnement



Sommaire

INTRODUCTION	3
UN CHANGEMENT DU CLIMAT INÉDIT	8
DES CONSÉQUENCES EXTRÊMES	11
LES ENR : DE QUOI PARLE-T-ON ?	12
EMERGENCE OU RENAISSANCE ?	13
LES ENR SE « CUMULENT » AUX ÉNERGIES FOSSILES	14
PANORAMA DES ENR DANS LE MONDE	15
UN MIX ÉNERGÉTIQUE À LA CARTE	15
LES ENR (HORS HYDROÉLECTRICITÉ) PROGRESSED PARTOUT DANS LE MONDE	16
L'HYDROÉLECTRICITÉ DEMEURE STABLE DANS LE MONDE	17
LE CAS DE LA FRANCE	19
UN RETARD AU DÉMARRAGE	19
UN RATTRAPAGE EN COURS	21
<i>IMPACT ET AMBITIONS POUR LES ENR</i>	<i>24</i>
<i>LE MARCHÉ DES ENR A-T-IL UN AVENIR ?</i>	<i>26</i>
LE CADRE RÉGLEMENTAIRE	29
UN CADRE INTERNATIONAL ET EUROPÉEN ÉVOLUTIF	29
UN CADRE RÉGLEMENTAIRE FRANÇAIS À QUATRE ÉTAGES	29
LES ENJEUX DES ENR	35
NUCLÉAIRE/ENR : UN MARIAGE DE RAISON	35
DES SOLUTIONS DE STOCKAGE ENCORE LIMITÉES	38
L'ADAPTATION DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DEMAIN ? LA QUESTION DU DÉMANTÈLEMENT ET DU RECYCLAGE	40
DES NOUVEAUX MÉTIERS ET DES NOUVEAUX RISQUES	41
<i>QUELLES SONT LES PERSPECTIVES</i>	
<i>DE CROISSANCE DES ENR ?</i>	<i>42</i>
<i>QUELS SONT LES MÉTIERS ET LES RISQUES</i> <i>ASSOCIÉS AUX ENR ?</i>	<i>44</i>
LES ENR EN FRANCE : PRÉSENTATION PAR ÉNERGIE	47
ÉOLIEN	47
HYDRAULIQUE	50
SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	52
BIOÉNERGIE	54
GÉOTHERMIE	56
<i>EST-CE QU'ON VA DANS LA BONNE DIRECTION</i> <i>EN MATIÈRE D'ENR ? QU'ELLES SONT LES ÉNERGIES</i> <i>PHARES ? UN MIX ÉNERGÉTIQUE EST-IL NÉCESSAIRE</i> <i>POUR STABILISER LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ?</i>	<i>58</i>
CONCLUSION	63
GLOSSAIRE	64
BIBLIOGRAPHIE	65

Un changement du climat inédit

Alors que le précédent rapport du GIEC (2014) considérait comme « très probable » que les facteurs anthropiques « aient été la cause principale du réchauffement observé depuis le milieu du 20^{ème} siècle »², le rapport de 2021 démontre « sans équivoque » que c'est bien le cas. C'est bien l'activité humaine qui provoque « des changements rapides dans l'atmosphère, les océans, la cryosphère et la biosphère »³.



² IPCC (2014), Climate Change 2014, Synthesis Report, AR5, p. 4.

³ IPCC (2021), op. cit., p. 6.

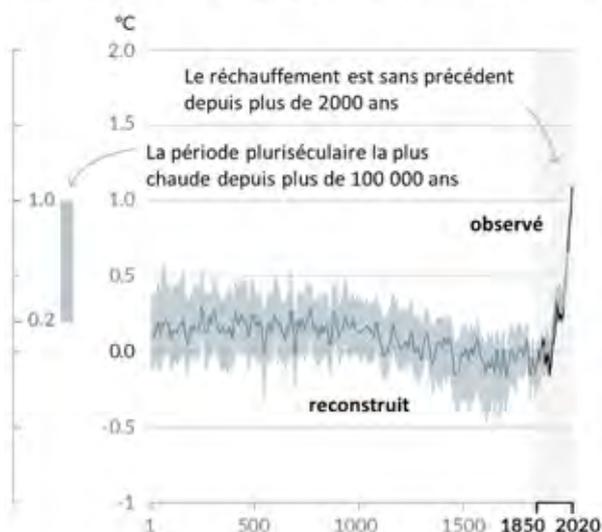
Comme le montre la figure, l'influence humaine a réchauffé le climat à un rythme sans précédent depuis au moins les 2000 dernières années. Alors que les changements de la température de surface globale, reconstitués à partir des données paléoclimatiques (ligne grise, figure a), sont restés relativement constants, les observations directes (ligne noire, figures a et b) indiquent une très nette accélération sur la période 1850-2020. La barre verticale grise à gauche indique la température estimée (fourchette très probable) de la période pluriséculaire la plus chaude de ces 100 000 dernières années. Elle se serait produite il y a environ 6500 ans, pendant la période interglaciaire actuelle (Holocène). Celle d'avant aurait eu lieu il y a environ 125 000 ans. Ce qui différencie les réchauffements passés et le réchauffement actuel, c'est la vitesse de changement des températures. Les périodes chaudes passées ont été causées par des variations orbitales lentes qui ont duré plusieurs milliers d'années, tandis que le réchauffement actuel est causé par des facteurs humains en seulement 170 ans.

Les révolutions industrielles ont marqué le point de départ d'une intensification de l'usage des énergies fossiles. Les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropiques⁴ n'ont dès lors fait que croître. Ainsi, en 2020, les concentrations atmosphériques de dioxyde de carbone⁵ se situaient à 413,1 parties par million (ppm) contre 370 ppm en 2002, soit un niveau jamais atteint depuis deux millions d'années. Les concentrations de méthane et de protoxyde d'azote étaient plus élevées que jamais depuis au moins 800 000 ans. Entre 1750 et 2020, les concentrations de dioxyde de carbone ont augmenté de 47 %, celles du méthane de 156 % et celles du protoxyde d'azote de 23 %⁶. Ces gaz ont une très longue durée de résidence dans l'atmosphère⁷, ce qui explique pourquoi le changement climatique est un processus fondamentalement irréversible, ou plutôt impossible à inverser à bref délai. Nos éventuelles réductions d'émissions de GES se feront ressentir au mieux quelques décennies ou siècles plus tard.

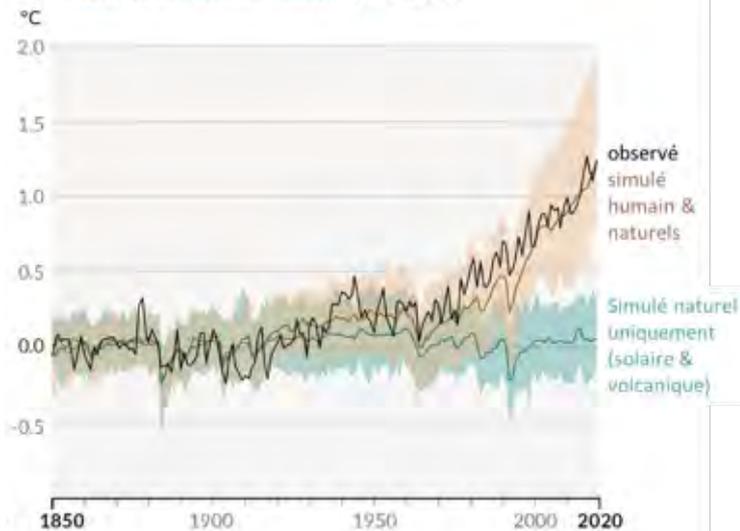
Histoire du changement de la température mondiale et causes du réchauffement récent

Source : IPCC : <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/> (consultation du 18/10/2021)

a) Changement de la température globale de surface (moyenne décennale) telle que reconstituée (1-2000) et observée (1850-2020)



b) Changement de la température de la surface du globe (moyenne annuelle) tel qu'observé et simulée à l'aide de facteurs humains et naturels et uniquement naturels (1850-2020).



⁴ Les GES d'origine anthropique : dioxyde de carbone (CO₂), méthane (CH₄), protoxyde d'azote (N₂O) et autres oxydes d'azote (NO_x), halocarbures (C_xH_yHal_z) ou Hal représente un ou plusieurs halogènes (fluors, chlore...), hexafluorure de soufre (SF₆), composés organiques volatils (COV) et monoxyde de carbone (CO).

⁵ Le CO₂ est le principal GES présent dans l'atmosphère.

⁶ IPCC (2021), op. cit., p.9.

⁷ Durée de séjour approximative dans l'atmosphère : 100 ans pour le dioxyde de carbone (CO₂), 12 ans pour le méthane (CH₄), 120 ans pour le protoxyde d'azote (N₂O) et jusqu'à 50 000 ans pour les Halocarbures (C_nHal_p).



Des conséquences extrêmes

DANS LES ANNÉES QUI VIENNENT, LES FACTEURS D'IMPACTS CLIMATIQUES DEVRAIENT CHANGER DANS TOUTES LES RÉGIONS DU MONDE.

Le GIEC établit une longue liste des conséquences à prévoir d'une telle transformation du climat : chaleurs extrêmes, fonte des calottes glaciaires et des glaces permanentes sur les terres, hausse des précipitations moyennes, inondations, glissements de terrains, aridité accrue, sécheresse hydrique, incendies récurrents, hausse de la vitesse moyenne du vent, violentes tempêtes, cyclones tropicaux, tempêtes de sable et de poussière, montée du niveau moyen des mers et des océans, inondations, érosion côtière accélérée, canicule marine, élévation du niveau d'acidité des océans...⁸. Des réactions en chaîne sont également annoncées (libération des « gaz fossiles » contenus dans les glaces anciennes, diminution de l'effet d'albedo par disparition des

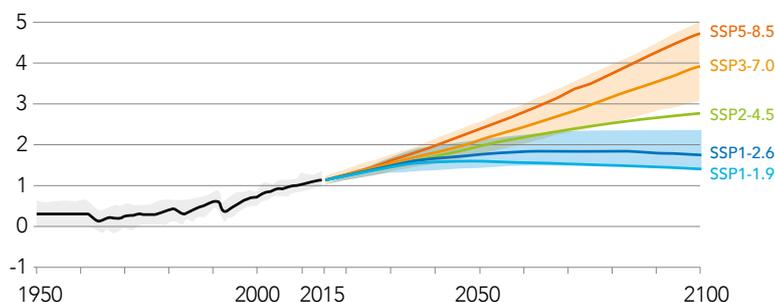
banquises). Ces conséquences, on l'aura compris, sont dévastatrices, radicales et même irréversibles pour la planète et pour l'humanité. Elles se traduiront par des déplacements massifs de populations, des conditions physiques d'existence invivables (faible accès à l'eau potable, vagues d'extrêmes chaleurs, évènements atmosphériques extrêmes, inondations, etc.) et une réduction drastique de la biodiversité, au cœur du cycle de la vie sur terre.

Sans qu'il soit désormais possible d'éviter ces conséquences, le GIEC distingue cependant cinq scénarios allant du plus optimiste (+1°C en 2100 par rapport à la période 1850-1900, scénario SSP1-1.9) au pire (+5,7°C, scénario SSP5-8.5). Dans la figure, des fourchettes très probables sont indiquées pour les scénarios SSP1-2.6 (zone gris clair) et SSP3-7.0 (zone rosée). D'après le GIEC, la dernière fois que la hausse de la température à la surface du globe a été maintenue à un niveau supérieur ou égal à 2,5°C par rapport à la période 1850-1900 remonte à plus de 3 millions d'années.

Le scénario qui se réalisera effectivement dépend très largement de la capacité des sociétés humaines à maîtriser ici et maintenant leurs émissions de GES. A ce titre, le développement des énergies renouvelables ENR a un rôle certain à jouer.

Changement de la température mondiale de surface par rapport à 1850-1900

Source : IPCC : <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/> (consultation du 18/10/2021)



⁸ IPCC (2021), op. cit., p. 35.



Les ENR : de quoi parle-t-on ?

LES ENR (POUR ÉNERGIES RENOUVELABLES) OU « ÉNERGIES D'ORIGINE RENOUVELABLE » SONT DES SOURCES D'ÉNERGIES RENOUVELÉES EN PERMANENCE PAR LES PHÉNOMÈNES NATURELS ET CONSIDÉRÉES DE CE FAIT COMME INÉPUISABLES.

Notamment car elles se régénèrent plus vite qu'elles ne sont consommées. De plus, les ENR ont la particularité de n'émettre que pas ou peu de GES. Elles apparaissent de ce fait comme essentielles à la transition énergétique. On entend par transition énergétique le passage progressif des énergies fossiles à des énergies moins émettrices de GES.

Les ressources qui peuvent être utilisées pour créer de l'ENR sont multiples :

- › Énergie hydraulique : créée par la force de l'eau en mouvement
- › Énergies marines : transmises par les courants de la mer, des vagues, des marées
- › Énergie solaire : diffusée par le rayonnement du soleil
- › Énergie éolienne : provenant de la force du vent ;
- › Énergie biomasse : générée à partir des matières organiques (notamment par la méthanisation)
- › Géothermie : extraite de la chaleur naturelle de la terre

Emergence ou renaissance ?

LES ENR SONT RÉGULIÈREMENT À LA UNE DES MÉDIAS. PAS UN ARTICLE, PAS UNE ÉMISSION CONSACRÉE AU CLIMAT SANS UNE RUBRIQUE QUI NE LEUR SOIT DÉDIÉE. LES ENR S'ANCRENT DANS L'IMAGINAIRE COLLECTIF COMME DES INNOVATIONS ULTIMES, NON ÉMETTRICES DE GES ET SOURCES D'ÉLECTRICITÉ SANS FIN !

Elles semblent être la solution à tous nos maux, à commencer par celui du réchauffement climatique. Cette perception des ENR relève pourtant d'une double-idée reçue. Premièrement, les ENR sont beaucoup plus anciennes qu'on ne l'imagine. Deuxièmement, le développement des ENR n'a pas permis à ce jour de réduire les émissions de GES.

PLUS ANCIENNES QU'ELLES N'Y PARAISSENT

Les ENR sont plus anciennes qu'on ne l'imagine. Sans remonter jusqu'au paléolithique, on peut rappeler que l'humanité a spontanément utilisé des formes d'ENR très basiques pour satisfaire ses besoins : force musculaire humaine et biomasse. Par la suite, l'utilisation des ENR a gagné en efficacité grâce à une succession d'innovations : feu, traction animale, voilier, moulins à eau et à vent (que Fernand Braudel appelait les « moteurs primaires »⁹) ou encore géothermie. A la fin du 18^{ème} siècle, la quasi-totalité des besoins en énergie est alors assurée par des ENR. C'est avec la révolution industrielle et l'apparition de la machine à vapeur, puis du moteur à explosion, que la donne change. Les énergies fossiles se révèlent être beaucoup plus efficaces que tout ce qui existait auparavant. Les ENR traditionnelles déclinent rapidement au début du 19^{ème} siècle et finiront par disparaître au début du 20^{ème} siècle. En Europe, les moulins à eau, à vent ou à traction, par exemple, sont complètement remplacés par des minoteries industrielles (grands établissements de préparation de la farine fonctionnant à l'électricité).

Parallèlement à la disparition des anciennes ENR, on assiste à l'émergence de nouvelles qui occupent une place marginale par rapport aux énergies fossiles. C'est le cas de l'énergie hydraulique qui apparaît à la fin du 19^{ème} siècle. Le solaire thermique (premiers chauffe-eau solaires individuels) apparaît dans les années 1910. Peu après apparaissent les premières éoliennes¹⁰. Bénéficiant des innovations issues de l'aviation, les éoliennes prennent leur envol à partir des années 1990. Le solaire thermique et le solaire photovoltaïque ne se développent vraiment qu'à partir du début des années 2000.

L'histoire nous montre donc que les ENR ne datent pas d'aujourd'hui, mais que la réémergence de ces dernières est liée à la volonté d'atténuer l'accélération des crises énergétique et climatique contemporaines.

⁹ Fernand Braudel (1981), *Civilization and Capitalism, 15th-18th century. Vol I: The structure of everyday life*, William Collins Sons & Co Ltd, p. 353.

¹⁰ L'énergie éolienne n'était plus utilisée que pour la navigation de plaisance et le pompage (agriculture, polders). Sons & Co Ltd, p. 353.

LES ENR SE « CUMULENT » AUX ÉNERGIES FOSSILES

Historiquement, il apparaît que les ENR se cumulent aux autres énergies mais ne les « remplacent » pas dans la consommation mondiale d'énergie primaire (figure a). Malgré l'augmentation de leur part, les ENR restent marginales pour le moment dans la consommation mondiale d'énergie primaire (figure b) : 5,7 % (hors hydraulique) en 2020 et 6,9 % pour l'hydraulique, contre 31,2 % pour le pétrole, 27,2 % pour le charbon, 24,7% pour le gaz naturel et 4,9 % pour le nucléaire.

Ce constat reste vrai pour toutes les régions du monde : les énergies fossiles dominent toujours la consommation d'énergie primaire. En Afrique, en Europe et dans les Amériques, c'est le pétrole qui reste prépondérant, tandis que c'est le gaz naturel qui prédomine dans les pays de la Communauté des Etats Indépendants (CEI) et au Moyen-Orient, représentant plus de la moitié du bouquet énergétique dans ces deux régions. Le charbon, quant-à-lui, occupe la première place dans la région Asie-Pacifique.

Il faut ici préciser que contrairement aux ENR ou au nucléaire, les énergies fossiles ne servent pas uniquement qu'à produire de l'électricité. On peut les utiliser, et notamment le pétrole, à bien d'autres usages : bitume, huiles de lubrification, carburants, nafta issu de la pétrochimie (plastiques et fibres synthétiques de toutes natures). L'électricité produite par les ENR pourrait remplacer ici où là quelques usages des énergies fossiles (carburants par exemple par l'électrification des moyens de transports), mais jamais l'intégralité de ces derniers.

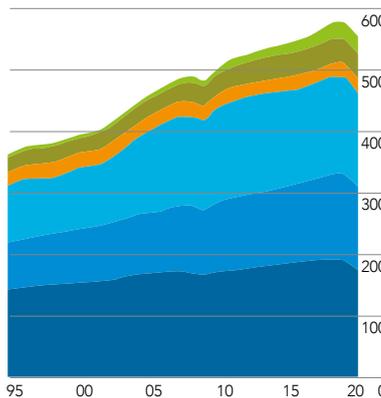
Dans ses Futurs énergétiques 2050, RTE envisage deux grandes familles de scénarios : La première est une production d'électricité exclusivement basée sur les ENR tandis que la seconde repose sur un mix énergétique combinant ENR et de nouveaux réacteurs nucléaires. La figure indique que dans tous les cas, il restera en 2050, toujours une consommation d'énergies fossiles pour les autres usages non-électriques.

De ce fait, malgré la progression des ENR dans la consommation mondiale d'énergie, l'émission de GES continue de croître et le réchauffement climatique de s'accroître.

Énergie primaire (1995-2020)

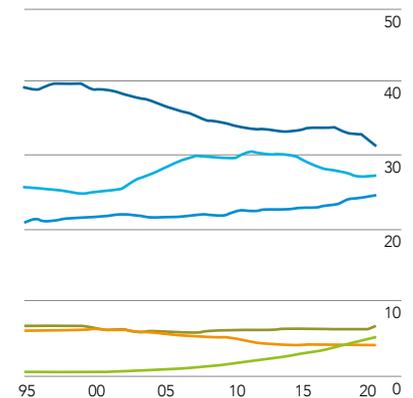
Source : BP (2021), Statistical Review of World Energy 2021, 70th Edition, p.12 : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (consultation du 19/10/2021)

a) Consommation mondiale (en Exajoules)



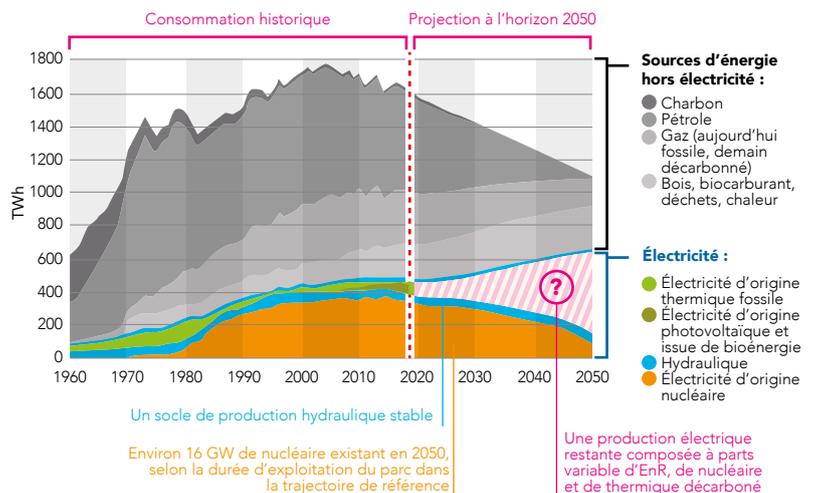
● Renouvelable ● Nucléaire ● Gaz naturel
● Hydraulique ● Charbon ● Pétrole

b) Parts de l'énergie primaire mondiale (en Pourcentage)



Évolution de la consommation totale d'électricité et de la consommation d'énergie finale pour les autres énergies en France

Source : RTE (2021), Futurs énergétiques 2050 : principaux résultats, octobre, p. 14.



PANORAMA DES ENR DANS LE MONDE

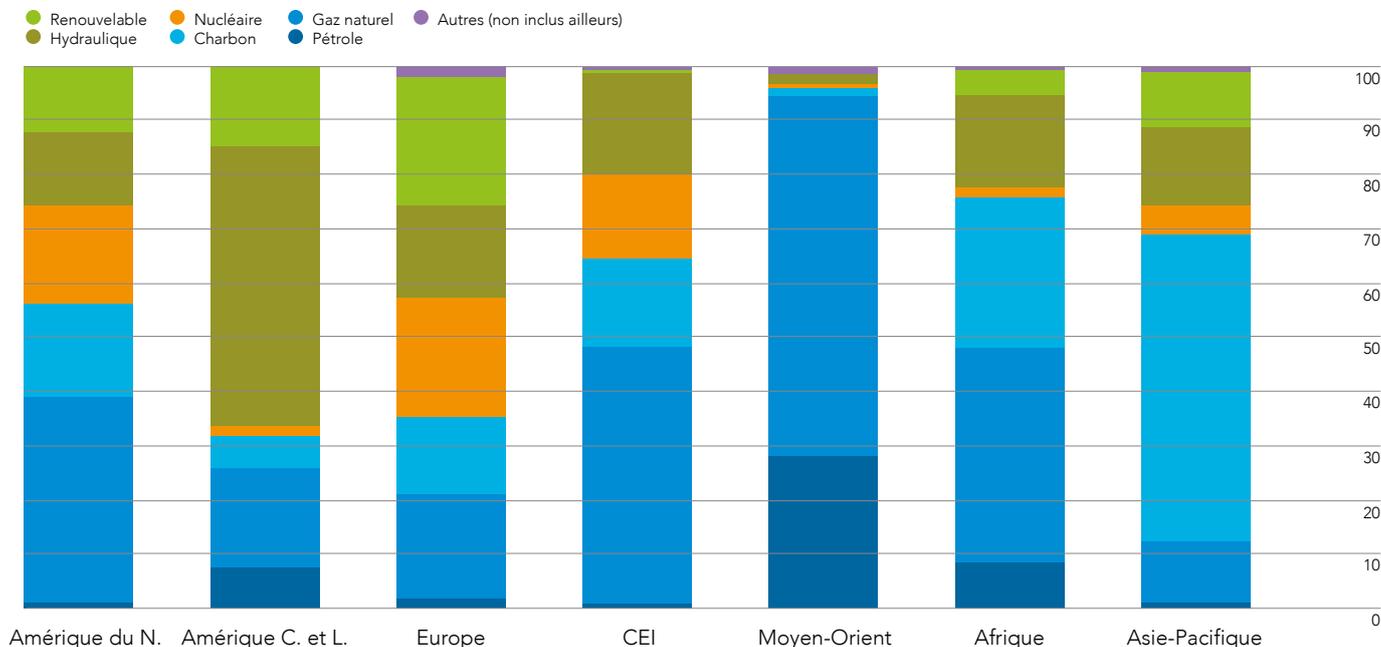
Si l'on regarde plus spécifiquement la consommation et la production d'électricité issue des ENR dans le monde et en particulier en France, il ressort qu'elles sont en rapide progression partout.

UN MIX ÉNERGÉTIQUE À LA CARTE

Il existe une extrême diversité des profils de consommation et de production d'électricité ENR à travers le monde. Alors que toutes les régions gardent une part importante (voire majoritaire) d'électricité issue des énergies fossiles, elles présentent des profils variés quant à l'utilisation des ENR. Le pétrole reste le combustible dominant en Afrique, en Europe et dans les Amériques, tandis que le gaz naturel domine dans la CEI et au Moyen-Orient où il représente plus de la moitié du mix énergétique dans ces deux régions en 2020. Le charbon est le combustible dominant dans la région Asie-Pacifique. La figure présente les profils de consommation électrique par type d'énergie et par type de région en 2020. La part des ENR (photovoltaïque et éolien) et celle de l'hydraulique occupent une place variable dans le mix énergétique de chaque région. Hormis l'Europe, l'hydroélectricité est toujours plus importante que le photovoltaïque et l'éolien.

Répartition de la consommation d'énergies par région en 2020 (en %)

Source : BP (2021), Statistical Review of World Energy 2021, 70th Edition, p. 12 : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (consultation du 21/10/2021)



LES ENR (HORS HYDROÉLECTRICITÉ) PROGRESSENT PARTOUT DANS LE MONDE

La consommation d'ENR (y compris les biocarburants, mais sans l'hydroélectricité) a progressé partout dans le monde depuis ces vingt dernières années (figure a). Sur la période 2009-2019, la consommation mondiale d'ENR a ainsi connu une croissance annuelle moyenne de +13,4 % et même +9,7 % en 2020, année pourtant marquée par le ralentissement de l'activité mondiale lié à la COVID-19. A titre de comparaison, la consommation de pétrole brut n'a augmenté que de +1,4 % sur la période 2009-2019 et a même enregistré un recul de -9,7 % en 2020. Celle du gaz a enregistré respectivement +2,9 % (2009-2019) et -2,3 % (2020)¹¹. En 2020, les pays ayant connu les plus fortes hausses de leur consommation d'ENR sont : Oman (+1136,7 %), le Kazakhstan (+234,3 %) et le Vietnam (+128,1 %). La France a pour sa part connu une hausse de +7,5 % de sa consommation d'ENR en 2020 et de +11,1 % en moyenne annuelle sur la période 2009-2019.

En 2020, trois grandes régions absorbent à elles seules 89,4 % de la consommation mondiale d'ENR : l'Amérique du Nord (22,2 %), l'Europe (28,2 %) et l'Asie Pacifique (39,0 %). La Chine est de loin le principal consommateur d'ENR

dans le monde (24,6 % du total mondial consommé en 2020) suivie des Etats-Unis (19,4 %). La part de la France s'établissait à 2,1 % sur la même année.

La production mondiale d'ENR (y compris les biocarburants, mais hors hydroélectricité) a également progressé partout dans le monde. Sur la période 2009-2019, la production mondiale à cru de +15,9 % en moyenne annuelle et de +12,5 % en 2020. Cette même année, les plus fortes hausses sont enregistrées par Oman (+1141,3 %), le Kazakhstan (+235,6 %) et le Vietnam (+128,9 %). La France a pour sa part augmenté sa production d'ENR de +12,2 % en 2020 et de +16,3 % en moyenne annuelle sur la période (2009-2019).

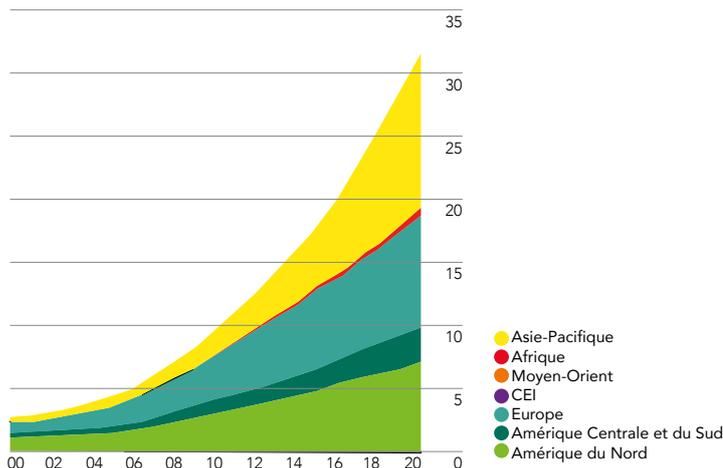
En 2020, seules trois grandes régions sont à l'origine de 91,7 % de la production mondiale d'ENR : l'Amérique du Nord (20,4 % du total mondial), l'Europe (29,3 %) et l'Asie Pacifique (42 %). La Chine est de loin le principal producteur d'ENR dans le monde (avec 27,4% du total mondial produit en 2020) suivie des Etats-Unis (17,5 %). La part de la France s'établissait à 2,0 % sur la même année.

L'éolien a apporté la plus forte contribution à la croissance de la production d'électricité à partir de sources renouvelables, suivi du solaire et des autres ENR hors hydraulique (figure b). La part de l'énergie solaire dans la production d'électricité n'a cessé d'augmenter au cours des dix dernières années et l'énergie solaire représente aujourd'hui 27 % de la production d'électricité renouvelable, mais seulement 3,2 % de la production totale d'électricité (y compris d'origine fossile).

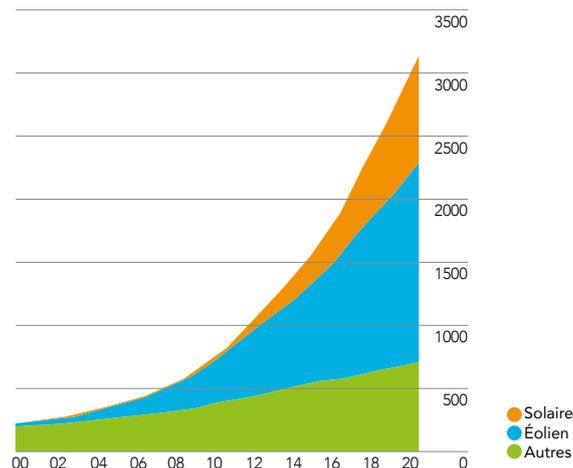
Consommation et production d'ENR par région et par source (2000-2020)

Source : BP (2021), Statistical Review of World Energy 2021, 70th Edition, p. 54 : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (consultation du 21/10/2021)

a) Consommation des ENR par région
(en Exajoules)



a) Production d'ENR par source
(en TéraWattheures)



¹¹ BP (2021), Statistical Review of World Energy 2021, 70th Edition, p. 24 et p. 39.



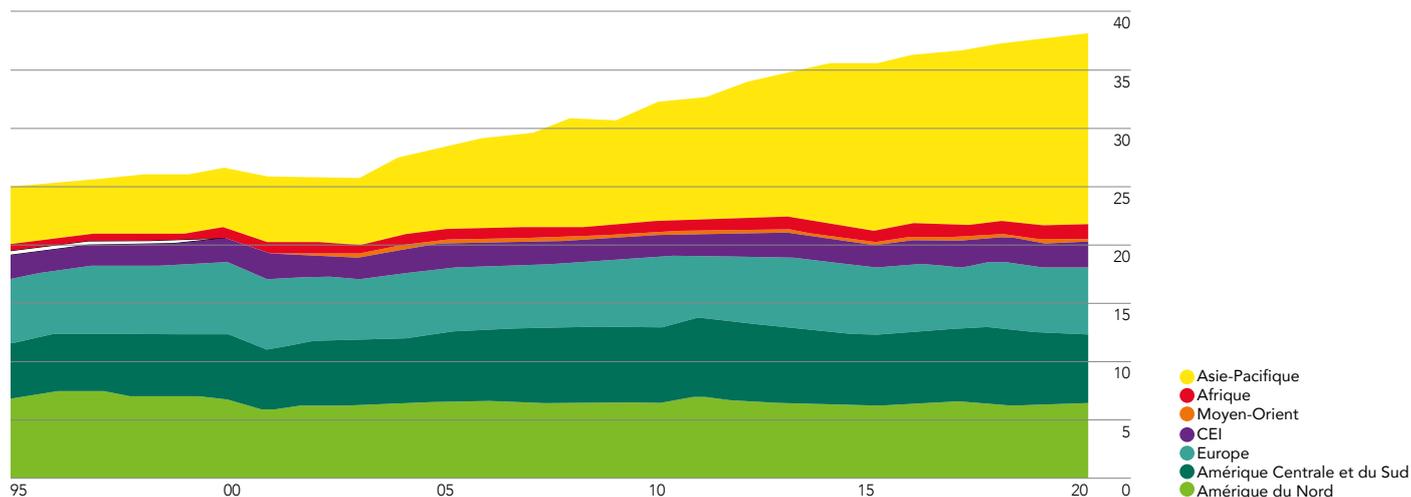
L'HYDROÉLECTRICITÉ DEMEURE STABLE DANS LE MONDE

Hormis en Asie Pacifique, la consommation d'hydroélectricité n'a progressé que de +1 % dans le monde en 2020 et de +2,1 % sur la période 2009-2019 (figure). Seule l'Asie-Pacifique enregistre une hausse significative de sa consommation d'hydroélectricité : +2,5 % en 2020 après +5,7 % en 2009-2019, largement soutenue par la Chine (avec respectivement +3,2 % et 6,0 % sur les périodes considérées).

La consommation d'hydroélectricité de l'Asie Pacifique s'établit désormais à 43 % de la consommation mondiale d'hydroélectricité (la Chine à elle seule représentant 30,8 % de la consommation mondiale d'hydroélectricité).

Consommation d'hydroélectricité par région (1995-2020) - Millions de tonnes équivalent pétrole

Source : BP (2021), Statistical Review of World Energy 2021, 70th Edition, p. 54 : <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (consultation du 21/10/2021)





Le cas de la France

COMME LE PRÉCISE JOAO IRIA : « LA FRANCE EST EN RETARD DANS LE DOMAINE DES ENR, BIEN QU'ELLE AIT BEAUCOUP PROGRESSÉ CES DERNIÈRES ANNÉES ». CE CONSTAT DONNE UN ÉTAT DES LIEUX TRÈS FIDÈLE DE L'ENGAGEMENT DE LA FRANCE DANS LE DOMAINE DES ENR : UN RETARD AU DÉMARRAGE ET UN RATTRAPAGE ACCÉLÉRÉ.

UN RETARD AU DÉMARRAGE

En février 2018, le Syndicat des Énergies Renouvelables (SER) titrait son dix-neuvième colloque ainsi : « La France peut-elle rattraper son retard ? »¹². En effet, hormis pour la filière hydraulique, les autres filières ENR ont émergé plus tardivement en France que dans les autres pays de l'OCDE. En dépit d'un ensoleillement favorable et de l'existence de couloirs de vent, la France a tardé à développer ces filières. « On a mis du temps à se lancer, si bien qu'on manque aujourd'hui du retour d'expérience dont peuvent déjà disposer des pays comme l'Allemagne ou la Suède » souligne Fabien Crétois.

Les raisons de ce retard avancées lors du colloque du SER sont multiples. Une première est liée à l'importance prise par le nucléaire dans le mix énergétique français. Le nucléaire a permis jusqu'à présent de produire une électricité décarbonée à un coût maîtrisé. Le déploiement des ENR a été ainsi rendu moins urgent comparé à l'Allemagne qui avait choisi de sortir du nucléaire au début des années 2000. C'est à partir de cette période que l'Allemagne a pris des mesures incitatives pour le développement des ENR (tarifs de rachat, primes à l'autoconsommation, subventions, technologies de stockage) tandis qu'il faudra attendre 2017 avant que la France ne décide d'encadrer l'autoconsommation des ENR par exemple.

Une deuxième raison est liée aux choix retenus en France dans le domaine du solaire. Ces choix ont consisté à l'origine de vouloir privilégier le développement du solaire intégré au bâti : doublement du tarif de base (passé à 30c €/kWh en 2006), prime d'intégration au bâti (25c €/kWh). L'idée était de développer une expertise française sur les installations domestiques au détriment des grandes centrales au sol. La stratégie n'a pas eu le succès attendu. De nombreuses technologies photovoltaïques ont été importées à tel point que le gouvernement de l'époque a mis en place un moratoire (fin 2010) gelant de facto un grand nombre de projets et entraînant un ralentissement de la filière entre 2010 et 2013.

¹² Pierre Le Hir (2018), « La France peut-elle rattraper son retard dans les énergies renouvelables ? », Le Monde, 8 février, https://www.lemonde.fr/planete/article/2018/02/08/la-france-peut-elle-rattraper-son-retard-dans-les-renouvelables_5253487_3244.html (consultation du 22/10/2021).

UN RATTRAPAGE EN COURS

Bien qu'accusant toujours un retard par rapport à la plupart des Etats membres de l'UE, la France a entrepris un vrai rattrapage qui commence à porter ses fruits. Les raccordements d'installations de production d'électricité renouvelable ont augmenté rapidement à partir de 2014, atteignant un pic en 2017, qualifié de « hausse record » par Jean-Louis Bal, le président du SER¹³. La figure donne le détail des raccordement par type d'ENR.

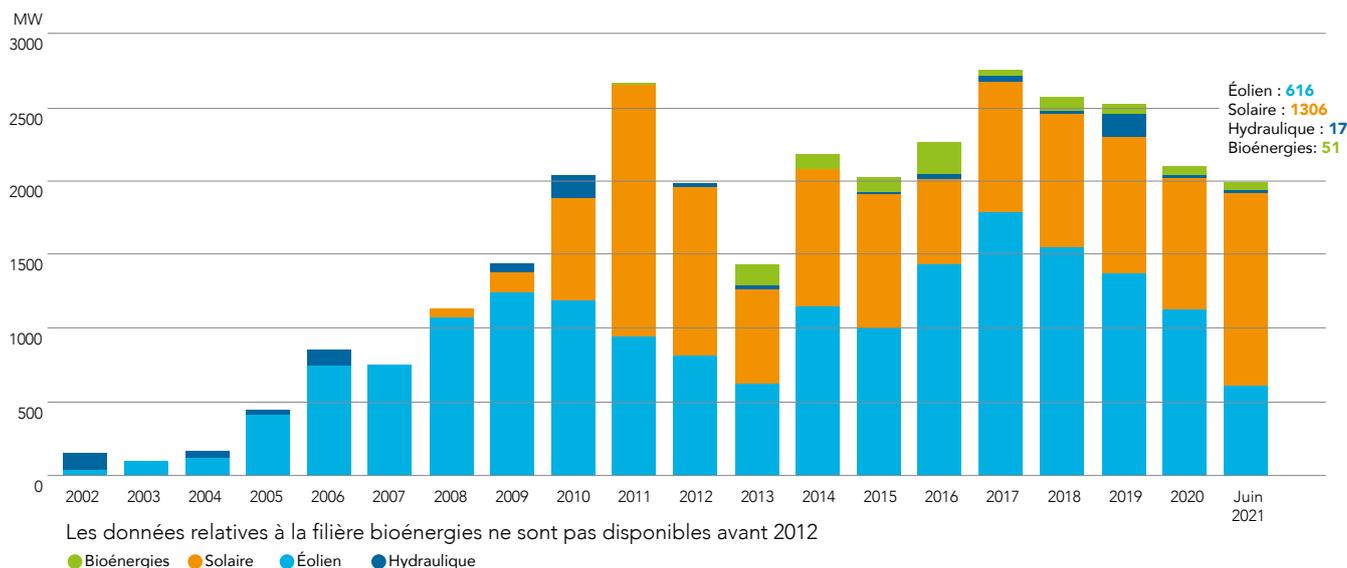
La tendance devrait même s'accélérer du fait de l'arrêté facilitant le raccordement aux réseaux publics d'électricité publié en juillet 2021 par le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire. L'arrêté permet aux producteurs d'ENR la possibilité de demander aux gestionnaires de réseaux d'électricité (Enedis, RTE, etc.) une offre de raccordement dite « alternative » moins onéreuse et plus rapide que l'offre de référence. Le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire estime que la mesure pourrait permettre de déployer plus de 750 MW de puissance supplémentaire d'ici à 2030. D'après Barbara Pompili, ministre de la transition écologique et solidaire, « ces mesures s'inscrivent pleinement dans notre politique d'accélération du déploiement des ENR en France, qui nous met sur la voie pour atteindre nos objectifs de politique énergétique »

A la mi-2021, toutes filières confondues, la croissance du parc de production d'ENR français atteint désormais 57,9 GW¹⁴. Plus de la moitié (51 %) des capacités de production d'ENR est d'origine solaire ou éolienne. Sur le deuxième trimestre 2021, les filières éolienne et solaire ont contribué à 98 % à la croissance des ENR électriques. A la mi-2021, la puissance des parcs éoliens et solaires ont atteint 29,9 GW. Avec 25,7 GW installés, la filière hydraulique française demeure stable. Le parc de production d'électricité à partir des bioénergies dépasse 2,2 GW.

L'hydraulique reste majoritaire dans les ENR, mais il ne se développe que de façon marginale. Gaëlle Pertrizard rappelle qu'« on ne construit plus de gros barrages comme on a pu le faire dans les 1970-1980 ».

Évolution de la puissance raccordée (2002-2021)

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 20 juin, p. 11 : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-panorama-de-lelectricite-renouvelable> (consultation du 22/10/2021)



¹³ En 2017, 2 763 mégawatts (MW) se sont ajoutés sur le réseau métropolitain, dont 1 797 MW d'éolien (contre 1 345 MW en 2016) et 887 MW de solaire photovoltaïque (576 MW en 2016).

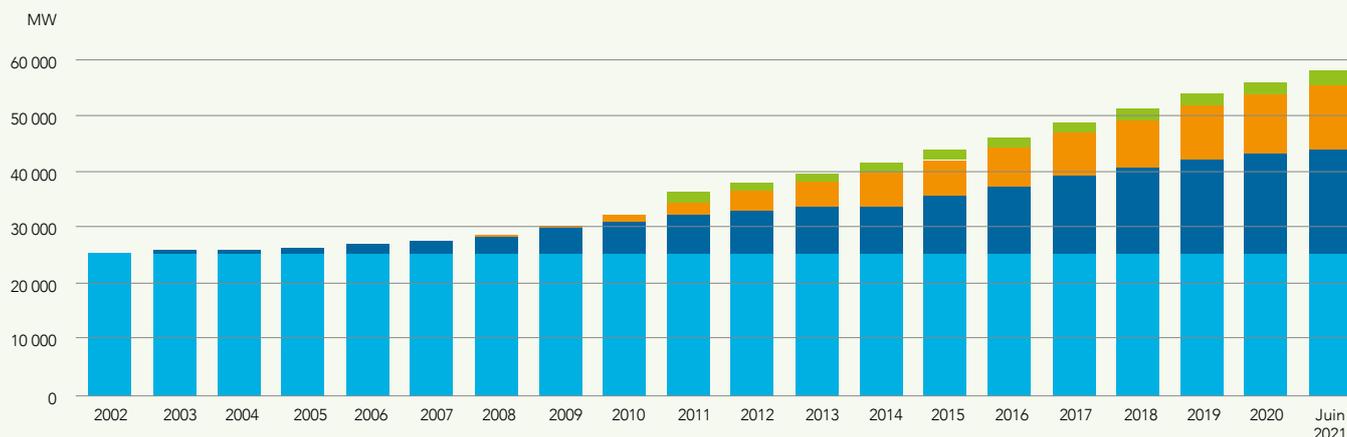
¹⁴ RTE (2021), Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 4

L'électricité renouvelable en France : puissances installées et production renouvelable

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 20 juin, p.10 : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-panorama-de-lelectricite-renouvelable> (consultation du 22/10/2021)

Évolution de la puissance installée

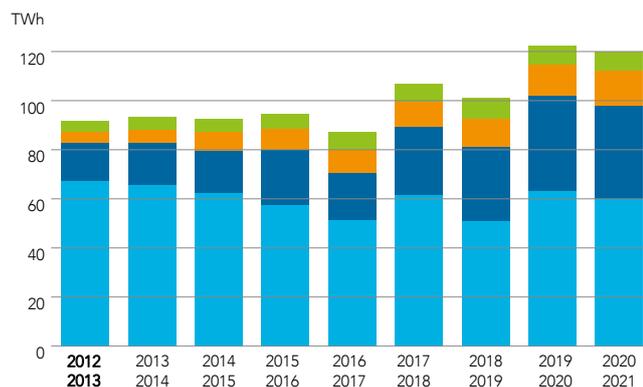
● Bioénergie ● Hydraulique ● Éolien ● Solaire



Parc renouvelable 57 873 MW
+ 971 MW sur le trimestre **+ 3 269 MW** sur l'année
+ 13 058 MW sur 5 ans **+ 32 452 MW** depuis 2002

Production renouvelable annuelle

● Bioénergie ● Hydraulique ● Éolien ● Solaire



Production
renouvelable annuelle

119 TWh

-1,9 % par rapport à 2019-2020

+31% par rapport à 2012-2013



Impact et Ambitions pour les ENR

Le point de vue de Jérôme ROZE

Assistance Conseil et Chef de projets
SOCOTEC Environnement
Groupe SOCOTEC

Malgré les ambitions importantes au niveau national pour le solaire et l'éolien, leur situation est très différente en terme de développement. Aujourd'hui, l'éolien terrestre est devenu très tendu, les projets sont longs et complexes à monter. Le monde politique s'exprime parfois pour dénoncer la « saturation des paysages » et le « passage en force » des projets. On a désormais beaucoup de mal à sortir des projets d'éolien terrestre.

La situation est plus apaisée et plus porteuse pour le solaire photovoltaïque qui a véritablement le vent en poupe. Les projets sortent en grand nombre et aboutissent. Dès lors que la puissance du parc dépasse 250 KW crête (soit une surface de 300 à 5000 m² environ), les développeurs ont l'obligation réglementaire de réaliser une étude d'impact sur l'environnement. SOCOTEC Environnement intervient à ce niveau, en réalisant des études de faisabilité et d'impact afin de conseiller le développeur. A l'issue de ces études, on peut dire si le site est propice à l'installation d'un parc ou bien s'il présente des points durs. Le développeur déposera les études en même temps que sa demande de permis de construire.

Dans les études d'impact effectuées, on prend en compte un éventail assez large de paramètres. On obtient finalement un « portrait » complet du site incluant des thématiques

environnementales portant sur les milieux physique, humain et biologique. On y évalue également les différentes conséquences du projet sur ces thématiques et lorsque c'est pertinent, on y propose des mesures d'accompagnement (y compris sur le paysage).

Dans toute étude, il existe une forme de subjectivité qu'il faut reconnaître, mais cela n'altère en rien la connaissance que nous avons des acteurs et du terrain. Chez SOCOTEC Environnement, on sait accompagner nos clients à travers cette complexité. De plus, lorsqu'on repère des points durs, on va systématiquement rencontrer les différents acteurs du territoire, notamment la DDT (Direction Départementale des Territoires) ou la DREAL, pour les résoudre dans un travail de concertation et de satisfaction aux exigences fixées.

Dans le cadre des mesures d'accompagnement, il nous arrive d'aider nos clients à choisir entre des mesures de compensation et des mesures d'évitement. En effet, si un développeur choisit d'installer un parc photovoltaïque en milieu naturel en défrichant certaines zones, alors il devra « compenser » par une replantation du nombre de pieds abattus au double ! Les mesures de compensation s'appliquent aussi lorsqu'on supprime des zones humides puisqu'il faudra en recréer ailleurs. Une autre stratégie consiste à éviter de détruire un milieu naturel existant.

Aujourd'hui, sur le photovoltaïque, la base de la réussite d'un projet, c'est tout d'abord le foncier. Il est important pour eux qu'ils puissent être en contact avec les territoires, mais aussi avec les industriels, afin de pouvoir accéder à des réserves de foncier qui peuvent parfois être importantes. Là encore SOCOTEC a un rôle à jouer en matière de prospection foncière du fait de son maillage sur le territoire qui lui permet d'avoir une bonne connaissance du tissu des industriels locaux. Nous avons d'ailleurs de plus en plus de projets qui se font en milieux anthropisés (anciennes friches industrielles, anciens centres d'enfouissement, anciennes déchèteries, anciennes carrières, etc.). Nous disposons chez SOCOTEC de collaborateurs pointus sur l'activité « sites et sols pollués » par exemple. C'est une prestation que nous proposons directement aux développeurs. Lorsque ces derniers arrivent sur un site avec un passé industriel plus ou moins prégnant, ils devront s'assurer qu'ils ne seront pas rendus responsables

d'éventuelles pollutions passées. Nous avons aussi une bonne connaissance en matière de risques industriels. Il arrive en effet que certains projets photovoltaïques viennent s'insérer directement au sein d'un site industriel en activité. Toute la difficulté consiste à bien articuler l'activité du site industriel et celle du parc photovoltaïque (limiter les effets dominos en cas d'accident par exemple). SOCOTEC dispose d'une pluralité de compétences ce qui lui permet de proposer un niveau de conseil assez haut de gamme. De plus, on évite à nos clients de multiplier les prestataires et de n'avoir qu'une porte d'entrée unique avec un chef de projet nommé et clairement identifié.

Il y a beaucoup de développeurs en France de toutes tailles. On peut supposer qu'à terme, il ne restera que quelques gros acteurs sur le marché, comme dans le cas de l'éolien. Les collectivités territoriales et les industriels sont sursollicités sur le foncier par les développeurs. Cela leur donne une liberté de choix entre les projets proposés. Historiquement, les plus gros développeurs se sont installés dans le sud de la France : Montpellier, Nîmes, Aix-en-Provence. Il y reste d'ailleurs encore beaucoup de sièges de PME qui ont grossi. L'explication tient en premier lieu aux conditions climatiques favorables, même si on dispose aujourd'hui de technologies permettant d'avoir de bons rendements plus au nord.

La durée de vie des panneaux photovoltaïques installés au sol tourne autour de 20 à 25 ans. Quant à leur rentabilité, elle dépend vraiment du contexte. Aujourd'hui, le schéma idéal est de bénéficier de la CRE dans le cadre de l'appel d'offres. La CRE garantit un tarif de rachat de la vente d'électricité provenant d'une centrale solaire photovoltaïque. Pour y être éligible, il faut respecter un certain nombre de critères et notamment le sujet de l'anthropisation des terres sur lesquelles on vient s'installer. Les projets qui ne rentrent pas dans le cadre du CRE seront beaucoup plus risqués et présenteront une marge de rentabilité moindre. La rentabilité dépend aussi du tarif de rachat. Il faut dire qu'il existe désormais une variété de technologies et d'articulations administratives de projets rendant certains

montages impossibles ne serait-ce que 10 ans en arrière. Aujourd'hui, par exemple, il est possible pour un industriel d'avoir son propre parc solaire sans qu'il soit imposé d'injecter dans le réseau sa production électrique.

Les parties prenantes d'un projet photovoltaïque sont : le propriétaire du foncier, les BE et l'administration (qui analyse le projet et donne sa validation finale) soit les DDT, les DREAL voire les mairies. Les propriétaires fonciers sont vraiment incontournables pour les développeurs. Ils signent ensemble des baux qui permettent de bloquer le foncier. Selon les projets, il peut y avoir d'autres acteurs périphériques. Ces derniers font l'objet d'une vaste consultation en tant qu'usagers du territoire concerné par le projet (sociétés de chasse, randonneurs, propriétaires de chambres d'hôtes, etc.).

Bien que les ENR aient un vrai impact en matière de transition énergétique, je suis convaincu que la solution n'est pas dans une ENR donnée mais davantage dans un mix énergétique entre l'existant, le nucléaire et les ENR. Il faut aussi garder à l'esprit qu'il y a des engagements politiques et économiques importants en faveur des ENR depuis le Grenelle de l'Environnement et que cela se traduit dans la loi pluriannuelle de l'énergie. Les ambitions sont fortes notamment sur l'éolien et le solaire, avec des objectifs de doublement des capacités en 2023 pour le solaire et 2030 pour l'éolien. Des sociétés comme TotalÉnergies ou EDF Renouvelables mettent les bouchées doubles.

Enfin, les ambitions portent également sur l'innovation énergétique, comme par exemple sur l'hydrogène. Aujourd'hui, on a déjà la possibilité de produire et de stocker en réservoirs sur site de l'hydrogène complètement vert (produit par du solaire). Cet hydrogène peut être une solution afin de résoudre la problématique de l'intermittence des ENR. L'hydrogène offre des usages potentiels très variés. On accompagne par exemple en ce moment un grand acteur des infrastructures routières, qui a pour projet d'équiper des surfaces en panneaux photovoltaïques pour produire de l'hydrogène vert qui sera distribué à des véhicules roulants. Aujourd'hui, c'est l'hydrogène qui tient le haut du pavé, mais rien n'interdit que d'autres sujets émergent. Les viviers d'énergies renouvelables ne manquent pas et la créativité humaine non plus !



Le marché des ENR a-t-il un avenir ?

Le point de vue de Fabien Crétois

Responsable commercial HSE et ENR
SOCOTEC Environnement
Groupe SOCOTEC



Il faut bien distinguer les experts techniques qui vont maîtriser les différents sujets techniques sur les ENR et les experts sur la partie commerciale. Je connais bien les ENR et plus particulièrement le marché de l'éolien. Aujourd'hui, il y a une forte demande de développement qui devrait se prolonger jusqu'en 2030 sur ce marché et sur des régions prioritaires (Nord, région Est et Beauce) en fonction de la nature des vents et du schéma climatique. SOCOTEC est présent sur ces marchés en phases chantier et exploitation. En général, la demande émane d'un acteur de l'Energie qui lance des appels d'offres en fonction de ses priorités de développement (éolien, solaire, etc.). Des « business developers » vont y répondre et se positionner. A leur tour, ils font appel à des sociétés de constructeurs.

Le démarrage de ces marchés a été poussif en France car il y a eu des interrogations, des inquiétudes et des problématiques techniques à surmonter, si bien qu'on manque aujourd'hui du retour d'expérience dont peuvent déjà disposer des pays comme l'Allemagne ou la Suède. Ces quinze dernières années, c'est le marché de l'éolien onshore qui s'est bien développé, et le mouvement devrait se poursuivre au moins jusqu'en 2030. L'éolien offshore arrive également et contribue à l'augmentation des puissances installées. L'ensemble de ces évolutions devrait permettre à la France de tenir l'objectif fixé pour 2030. C'est le PPE qui fixe l'objectif de croissance des ENR à horizon 2030. On envisage un mix énergétique dans lequel le nucléaire est également présent, même si la priorité est désormais mise sur les ENR. En témoigne la fermeture du site nucléaire de Franconville. Il s'agit aussi de renforcer les interconnexions avec les pays comme l'Allemagne ou l'Angleterre. Cela donne à voir l'horizon qu'on se fixe en France. Aujourd'hui, c'est donc l'éolien terrestre (puissance moyenne de 17 MW) qui s'est imposé en France, et l'idée du PPE est de renforcer le solaire et la méthanisation à l'horizon 2030.

Pour rendre cette ambition accessible, il y a des appels d'offre inégalement répartis sur le territoire pour tenir compte des potentialités de chaque région (études des vents, études climatiques). L'Occitanie, par exemple, est bien servie. C'est aussi le cas de l'Est. Le Nord plus spécifiquement pour l'éolien et le Sud-Est pour le solaire.

Avec les ENR, il faut garder à l'esprit qu'il y a la ressource et

tout ce qui est connexe au niveau de l'infrastructure et qui appelle des études sur la faisabilité du projet (étude, analyse technique, environnement, faune et flore, dossiers d'autorisations, etc.), sur le contrôle réglementaire ainsi que sur beaucoup d'autres sujets importants comme par exemple les certifications. C'est valable tant pour l'éolien que pour le solaire, ou la méthanisation. Il y a ensuite la phase chantier sur laquelle SOCOTEC intervient pour la préparation, la prévention, la mise en sécurité car le groupe possède non seulement toutes les compétences requises mais aussi le réseau international et le maillage le plus fin pour répondre au plus juste aux attentes des clients localement.

Concernant le cas de l'éolien offshore, il faut distinguer la partie fixe et la partie mobile. Il existe par exemple des installations de tests sur le site du Croisic. SOCOTEC y a remporté un marché sur l'exploitation de la turbine (2MW) pour la réalisation des contrôles périodiques. EDF, en tant que MOE, a lancé également un appel d'offres pour la phase construction, remporté par le turbinier Siemens Gamesa. SOCOTEC est régulièrement sollicité sur la partie technique de la phase structure et a été aussi présent sur la phase construction de l'usine.

Sur ces marchés, tous les acteurs doivent faire preuve de dynamisme et initier régulièrement des montées en compétence des personnels. Ce n'est qu'à ce prix qu'on peut rester réactifs et cumuler de l'expérience. Le marché à déjà 15 ans d'existence en France. Pour sa part, SOCOTEC s'est lancé il y a près de 10 ans en constituant une équipe d'experts très qualifiés. Les différentes activités (Equipements et Industrie, Construction) de SOCOTEC sont très actives sur ces segments de marché. La partie « Chantier » est gérée par l'activité Construction. La partie « Exploitation » est gérée par l'activité Equipements et Industrie. L'étude des Sols et les impacts sur la biodiversité, ainsi que les mesures environnementales sont portées par l'activité Environnement et Sécurité. Enfin, les formations des personnels sont portées par SOCOTEC Formation. Toutefois, la connexion entre activités reste forte car les besoins des clients sont et restent transversaux. Ainsi,

les appels d'offres sont d'abord et avant tout bâtis par rapport aux besoins des clients et non selon l'organisation des prestataires. Ces derniers, comme SOCOTEC, ont tous les compétences pour pouvoir s'organiser en interne afin de répondre au mieux aux appels d'offres. Chez SOCOTEC, ce sont les directeurs d'agences qui sont les véritables chefs d'orchestre pour définir la mise en réseau la plus adéquate (cotraitance, sous-traitance, etc.) et bâtir la relation de confiance avec le client sur des sujets souvent complexes et multilatéraux. Il faut ainsi être en mesure de proposer un interlocuteur unique dans un souci de clarté.

Concernant l'avenir de ces marchés, les acteurs doivent être prêts à se réorganiser. Les marchés sont en pleine effervescence. Le onshore est déjà bien avancé, le offshore arrive à grands pas. Idem pour le photovoltaïque. On peut aussi anticiper l'arrivée plus forte de l'hydrogène. Il faut enfin prévoir l'usure des machines et donc anticiper le développement des détecteurs et des capteurs. Les pâles s'abiment : il faut donc organiser le recyclage et le stockage des équipements et des installations. D'autres marchés connexes vont se développer, il va falloir se pencher sur le démantèlement. Les équipements ont une durée de vie de 15 à 20 ans. Les rôles du turbinier et de l'exploitant consistent à assurer un rendement pour les investisseurs. Il faut enfin envisager le repowering pour augmenter la puissance des éoliennes.

Dans le cas du photovoltaïque, c'est le traitement de l'amiante et des fluides associés qui va être compliqué sur ces prochaines années. Parcs, toitures, particuliers...

De nouveaux sujets connexes vont arriver. Et d'une manière générale, l'arrivée de nouvelles technologies va nécessiter des réajustements sur les différents sites.

Enfin, notons aussi que les marchés ont vu l'émergence de petites entreprises qui ont contribué à diminuer les coûts progressivement. Les marges ont tendance à fondre. Il faut s'attendre désormais à de gros volumes de projets avec des prix réduits et des marges de plus en plus serrées. Cela peut être une contrainte forte pour tous les acteurs car ces marchés nécessitent beaucoup de moyens, une grande réactivité et une totale autonomie. Le tout dans un niveau de responsabilité énorme et croissant. Dans le cas des bureaux de contrôle, par exemple, en cas de panne ou de casse de la machine lors de l'intervention de contrôle, la responsabilité de ces derniers est engagée. Dans le cas de la vérification périodique en exploitation il n'y a pas que des examens visuels, mais aussi de la manipulation de charges. Sur la partie levage, nos intervenants manipulent des charges importantes avec les risques associés en cas de conditions météo difficiles (travail dans le froid ou le chaud), les possibles accidents de route ou d'enlèvement, les risques mortels liés à la manipulation de charges (jusqu'à 800 kilos), les possibles décrochages de palan.

Le cadre réglementaire

LE CADRE RÉGLEMENTAIRE FRANÇAIS EN MATIÈRE DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE S'INSCRIT DANS UN CONTEXTE MONDIAL ET EUROPÉEN PARTICULIER.

UN CADRE INTERNATIONAL ET EUROPÉEN ÉVOLUTIF

A l'échelle internationale, la COP21 (Paris, 2015) a invité les parties à communiquer au plus tard en 2020 leurs stratégies de long terme de développement à basses émissions. La France, ayant adopté une stratégie nationale bas carbone y a déjà répondu dès 2015. A l'échelle européenne, la Commission Européenne a publié dès 2011 une feuille de route à 2050 visant à réduire les émissions de GES dans une fourchette allant de 80 % à 95 % en 2050 par rapport à 1990 et en demandant qu'une évaluation régulière des impacts soit réalisée. Ce document a été la référence dans l'établissement des objectifs 2030 de l'UE. Sur cette base, la Commission a présenté le 14 juillet 2021 un paquet législatif (13 propositions) intitulé « Paré pour 55 » qui a pour ambition d'atteindre la neutralité carbone pour les Etats membres à l'horizon 2050, avec un objectif intermédiaire en 2030 de réduire les émissions de GES de l'UE de 55 % par rapport à leur niveau de 1990¹⁵. Parmi les nombreuses directives et règlements envisagés, certains portent sur les révisions de la directive sur les énergies renouvelables et celle sur la taxation de l'énergie.

UN CADRE RÉGLEMENTAIRE FRANÇAIS À QUATRE ÉTAGES

Pour mener à bien la transition énergétique dans ce contexte international et européen, la France a adopté un cadre réglementaire articulé autour de quatre niveaux : la loi de la transition énergétique pour la croissance verte, la programmation pluriannuelle de l'énergie, la stratégie nationale bas carbone (SNBC) et le plan national intégré énergie-climat (PNIEC).

La loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) et l'ensemble des décrets qui lui sont liés constituent le cadre juridique national et fixent les objectifs généraux à atteindre¹⁶. La LTECV (2015) vise à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le réchauffement climatique ainsi que de renforcer son indépendance énergétique. La loi fixe comme objectifs de réduire de 40 % les émissions de GES en 2030 par rapport à leur niveau de 1990 et de les diviser par quatre en 2050 par rapport à 1990 (« facteur 4 »). Cela passe notamment par une réduction de la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 (par rapport à 2012) avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 et par une augmentation de

¹⁵ Règlement (UE) 2021/1119 du Parlement Européen et du Conseil du 30 juin 2021 établissant le cadre requis pour parvenir à la neutralité climatique et modifiant les règlements (CE) n° 401/2009 et (UE) 2018/1999 (« loi européenne sur le climat ») <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX%3A32021R1119&qid=1626354413250> (consultation du 20/10/2021)

¹⁶ Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, <https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000031044385/> (consultation du 20 octobre 2021).

la part des ENR à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % en 2030. Pour faciliter le développement des ENR, la LTCEV vise notamment à simplifier les procédures, à moderniser la gestion des concessions hydroélectriques (regroupement par vallées, création de sociétés d'économie mixte, nouveaux investissements) et à soutenir les énergies électriques matures (complément de rémunération). Parallèlement, la part du nucléaire dans la production d'électricité devrait être réduite à 50 % à l'horizon 2025.

Les objectifs de la LTCEV sont réaffirmés et complétés par la loi « énergie-climat » (2019) et la loi « climat et résilience » (2021) qui reprend une petite partie des 149 propositions de la Convention Citoyenne pour le Climat¹⁷.

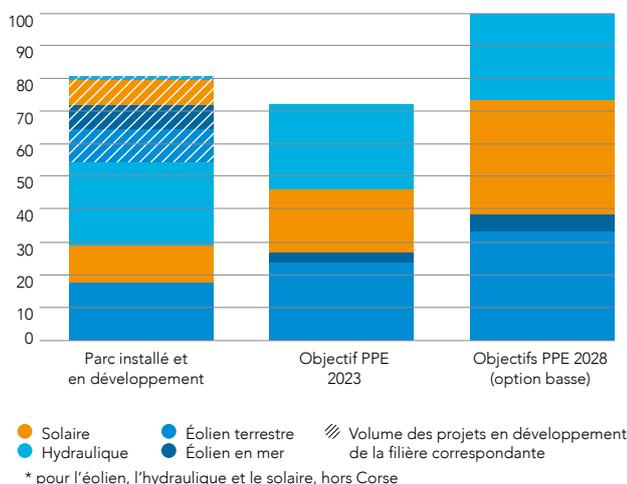
La LTCEV introduit enfin la mise en place de la PPE et de la SNBC. Elle prévoit notamment que la PPE et la SNBC doivent être compatibles.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) détermine les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de la LTECV. Elle favorise une vision transversale afin de tenir compte des liens existants entre les différentes dimensions de la politique énergétique de la France : maîtrise de la demande d'énergie, développement des ENR, garantie de sécurité d'approvisionnement, maîtrise des coûts de l'énergie, développement équilibré des réseaux, etc. Elle permet de bâtir une vision cohérente et complète de la place des énergies et de leur évolution souhaitable dans la société française.

La PPE a notamment pour rôle de fixer les objectifs quantitatifs pour le développement de toutes les filières ENR. Des PPE distinctes ont été définies pour la France continentale et pour chaque zone dite non interconnectée (ZNI) : Corse, Réunion, Guyane, Martinique, Guadeloupe, Wallis et Futuna, Saint-Pierre et Miquelon. Les PPE sont révisables à intervalles réguliers¹⁸. Pour la France continentale, la PPE2 (2019-2028) a ainsi été adoptée en avril 2020. Elle inscrit le pays dans une trajectoire visant à atteindre la neutralité carbone en 2050. La figure indique la puissance installée et les perspectives à 2028. Il apparaît que 76,4 % des objectifs nationaux pour 2023 ont déjà été réalisés pour l'éolien, l'hydraulique et le solaire.

Puissance installée et projets en développement, objectif PPE pour 2023 et pour 2028

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 20 juin, p. 12 : <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/le-panorama-de-lelectricite-renouvelable> (consultation du 22/10/2021))



Objectifs nationaux 2023* atteints à **76,4%**

¹⁷ Site de la Convention Citoyenne pour le Climat : <https://www.conventioncitoyennepourleclimat.fr/> (consultation du 20 octobre 2021).

¹⁸ Toutes les PPE sont consultables sur le site du Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire : <https://www.ecologie.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe> (consultation du 20/10/2021).

La Stratégie nationale bas carbone (SNBC) décline ces priorités de manière opérationnelle. Définie en 2015, la SNBC fait l'objet d'un cycle de révision tous les cinq ans. Elle a déjà été révisée une fois en 2018-2019 (adoption par décret en 2020). Elle se fixe pour objectif explicite de lutter contre le réchauffement climatique et d'atteindre la neutralité carbone d'ici à 2050 (c'est-à-dire zéro émission nette). Plusieurs domaines d'activité sont définis comme prioritaires, dont la production d'énergie.

Sur cette base, la SNBC2 vise :

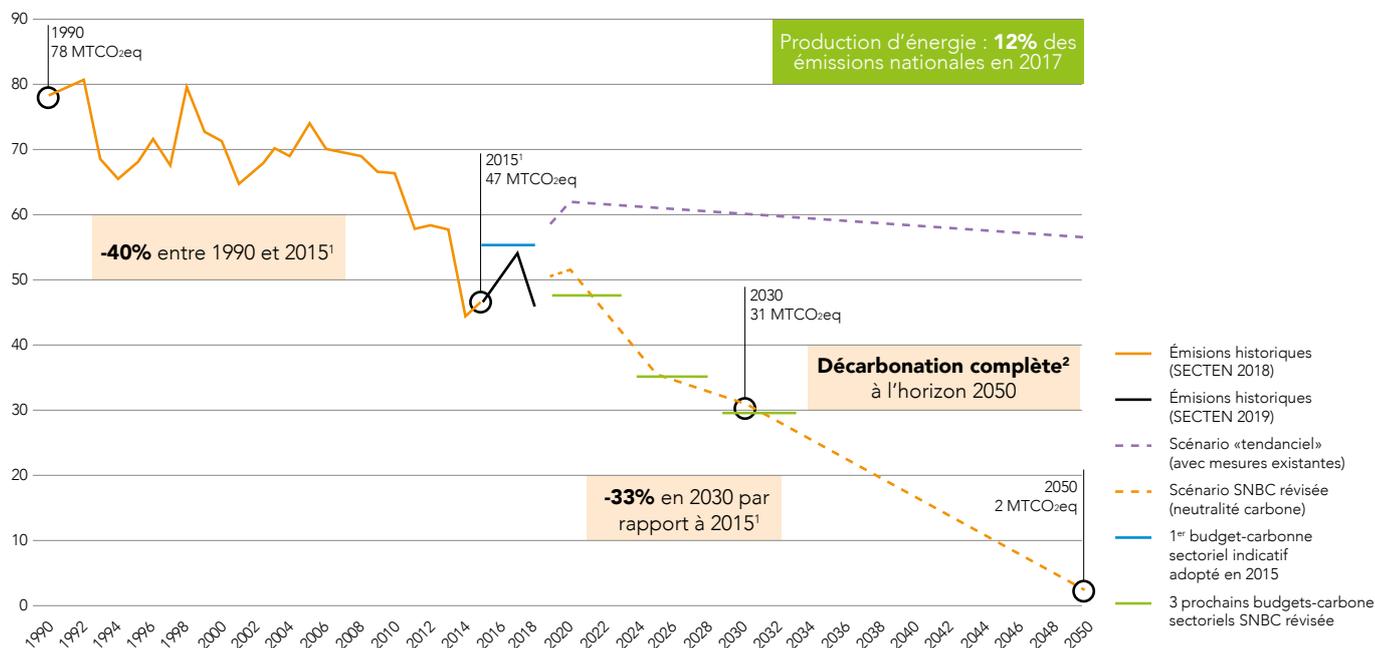
- › Une réduction de 33 % des émissions en 2030 par rapport à celles de 2015 ;
- › Une décarbonation quasi-totale¹⁹ de la production d'énergie à l'horizon 2050 notamment par la massification de l'utilisation des ENR et la récupération de chaleur.

La figure indique à la fois l'historique des émissions du secteur de la production d'énergie mais également les projections de la SNBC pour 2050. A cette échéance, les émissions résiduelles du secteur représenteraient 2 MtCO₂eq.

¹⁹ La partie carbonée résiduelle étant constituée des carburants fossiles destinés à l'aviation et aux transports maritimes ainsi que de fuites résiduelles comme celles de méthane par exemple.

Historique et projection des émissions du secteur de la production d'énergie entre 1990 et 2050 (en MtCO₂eq)

Source : Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (2020), SNBC : la transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone, mars, p. 121



¹ Les émissions de référence pour l'année 2015 sont issues de l'inventaire CITEPA SECTEN 2018

² Ne tient pas compte des émissions résiduelles constituées de carburants fossiles destinés à l'aviation et aux transports maritimes et des fuites résiduelle, notamment de méthane.

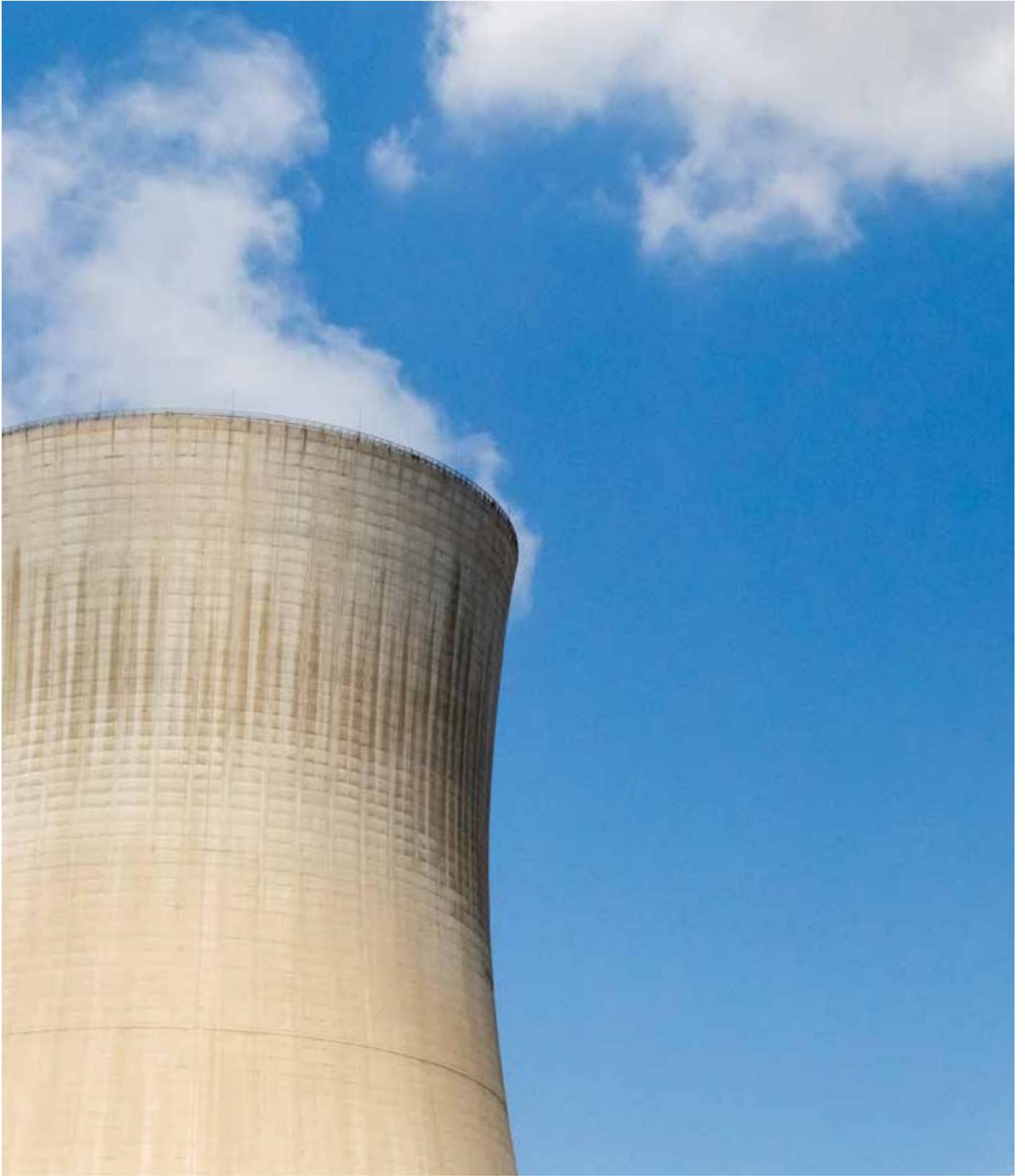
Le Plan national intégré énergie-climat (PNIEC) propose un scénario commun énergie-climat-air²⁰. Il s'appuie sur la SNBC et les PPE et forme avec elles un ensemble cohérent. Sur la base de la PPE2 et de la SNBC2, le tableau indique le scénario actuellement retenu par le Ministère de la Transition Ecologique. La trajectoire est légèrement plus ambitieuse que celle des PPE2 et SNBC2. L'objectif des ENR a notamment été réhaussé à 33 % de la consommation d'énergie finale contre 32 % dans le projet initial.

Objectifs européens de la France et prévisions en 2030 du scénario correspondant à la mise en œuvre de la stratégie française pour l'énergie et le climat

Source : Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (2020), Plan national intégré énergie-climat de la France, mars, pp. 5-6, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/PNIEC_France_mars_2020.pdf (consultation du 20/10/2021).

	objectif	Horizon	Prévision
Consommation énergétique finale	Objectif national de -20 % par rapport à 2021 Objectif européen de -32,5 % par rapport au tendanciel	2030	120,9Mtep Soit -32,5 % par rapport à Primes 2007
Consommation d'énergie primaire	Pas d'objectif national Objectif européen de -32,5 % par rapport au tendanciel	2030	202,2Mtep Soit -24,6 % par rapport à Primes 2007
Part de la consommation d'ENR dans la consommation d'énergie finale brute	Objectif national de 33 % Objectif européen de 32 %	2030	41Mtep Soit 33 %
Chaleur et froid d'origine renouvelable et de récupération dans les réseaux de chaleur	+1 % par an jusqu'à 60 %	2030	+0,9 % par an jusqu'à 65 %
Rythme d'accroissement du taux de renouvelables et de récupération dans la chaleur	+1,3 % par an	2030	Entre +1,2 % et +1,8 % par an
Emissions GES hors UTCAT et hors secteurs soumis au marché carbone européen (EUETS)	-37 % par rapport à 2005	2030	-42 %
Secteur de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF)	Les émissions ne dépassent pas les absorptions par rapport à une référence 2005-2009	2021-2025 et 2026-2030	pect global du non-débit

²⁰ Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire : <https://www.ecologie.gouv.fr/scenarios-prospectifs-energie-climat-air> (consultation du 20/10/2021).



Les enjeux des ENR

« DANS NOTRE PAYS, LE SUJET DE L'ÉNERGIE RESTE UN SUJET TRÈS POLITIQUE ET TRÈS LIÉ AU NUCLÉAIRE » AFFIRME JOAO IRIA. IL NOUS LIVRE UNE VISION TRÈS JUSTE DES PROBLÉMATIQUES ASSOCIÉES AU DÉVELOPPEMENT DES ENR EN FRANCE. NOUS EN DÉVELOPPERONS CINQ ICI : L'ARBITRAGE NUCLÉAIRE/ENR, LE STOCKAGE DE L'ÉNERGIE, L'ADAPTATION DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ, LE DÉMANTÈLEMENT/RECYCLAGE ET LA NÉCESSITÉ DE MONTER EN COMPÉTENCE.

NUCLÉAIRE/ENR : UN MARIAGE DE RAISON

Les ENR doivent-elles remplacer le nucléaire ? C'est souvent ainsi qu'on trouve posé le débat entre ces deux sources d'énergie. Pourtant, en dehors du fait qu'elles produisent de l'énergie sans émettre de CO₂, tout ou presque les oppose si bien qu'il n'est guère envisageable de remplacer l'une par l'autre dans un avenir proche. Plusieurs constats rendent un mariage de raison entre ces deux énergies difficilement évitable.

L'intermittence des ENR tout d'abord pose question : « le problème des ENR, c'est qu'elles sont discontinues » souligne Gaëlle Pertrizeard. En effet, l'éolien et le solaire, qui sont les ENR les plus répandues, ne produisent que lorsque le vent souffle (30 % de disponibilité) ou que le soleil brille (20 % en France). On estime par exemple qu'il faut environ 150 MW de capacité solaire installé pour compenser 50 MW de nucléaire. Gaëlle Pertrizeard ajoute : « le nucléaire, quant-à-lui, fournit de l'énergie en continu ». De fait, cette source d'énergie offre une grande disponibilité (85 % environ) qui lui permet d'alimenter à tout moment les utilisateurs (particuliers, entreprises, administrations, etc.). En raison de leur intermittence, les ENR ne peuvent pas répondre à la demande lors des pics de consommation ou lors des demandes à fortes puissances (TGV ou certaines industries électro-intensives).

Seule la biomasse, technologie renouvelable prévisible, serait capable de produire en continu. Mais elle reste peu développée en France, avec des puissances faibles sans commune mesure avec celles des centrales à énergie fossile ou nucléaires.



L'indépendance énergétique est une question que l'on trouve souvent évoquée. Pour faire fonctionner son parc de 58 réacteurs nucléaires, la France a besoin de 8000 à 9000 tonnes d'uranium naturel par an. La totalité de cet uranium est importée, principalement du Niger, du Canada, d'Australie et du Kazakhstan. On pourrait penser qu'une sortie du nucléaire permettrait à la France de renforcer son indépendance énergétique. L'exemple de l'Allemagne est de ce point de vue intéressant. Lorsque l'Allemagne sortira du nucléaire à la fin 2022, elle devra massivement recourir au charbon (qui produit déjà 30 % de son électricité) et au gaz russe²¹, malgré des investissements massifs réalisés dans les ENR. Cela limitera fortement son indépendance énergétique, et ce alors même que 22 % de l'électricité allemande est d'origine nucléaire, contre 67,1 % pour la France (en 2020)²².

En définitive, Gaëlle Pertrizeard considère « qu'il y aura nécessairement un mix énergétique avec d'une part une progression soutenue des ENR et de l'autre la nécessité d'assurer une distribution constante au consommateur final ».

Projection partagée par Jérôme Roze qui se dit convaincu que « la solution n'est pas dans une ENR donnée mais davantage dans un mix énergétique entre l'existant, le nucléaire et les ENR ».

Les coûts moyens de production de l'électricité ont été un facteur déterminant ayant joué en faveur du nucléaire jusqu'à aujourd'hui. Le parc nucléaire, largement amorti, conduit aujourd'hui à une électricité française journalière parmi les moins chères d'Europe (32,2 € le MWh en 2020)²³. Parallèlement, les ENR ont produit une électricité toujours plus chère.

²¹ L'achèvement du gazoduc Nord Stream 2 en 2021 devrait logiquement renforcer la dépendance de l'Allemagne au gaz russe. Voir Céline Bayou (2021), « Russie : Nord Stream 2 objet de harcèlement maritime et aérien », Regard sur l'Est, 1er avril, <https://regard-est.com/russie-nord-stream-2-objet-de-harcèlement-maritime-et-aerien> (consultation du 21/10/2021).

²² RTE (2021), Bilan électrique 2020, janvier, p. 23, https://assets.rte-france.com/public/2021-03/Bilan%20electrique%202020_0.pdf (consultation du 23/10/2021).

²³ RTE (2021), Bilan électrique 2020, janvier, p. 135. Quelques autres coûts journaliers du MWh en 2020 : 39,59 € au Royaume-Uni, 37,38 € en Italie, 34 € en Suisse, 33,96 € en Espagne, 32,24 € aux Pays-Bas, 31,88 € en Belgique.

Coût moyen de l'électricité en France selon l'énergie exploitée (2021)

Sources multiples : EDF, SFEN, Cour des Comptes, CRE.

Nucléaire - MWh	Solaire - MWh	Eolien - MWh	Hydraulique - MWh	Thermique - MWh
32 € (EDF) 33 € (SFEN) 36 € (Cour des Comptes)	142 €	90 (onshore) - 180 € (offshore)	15 - 20 € (CRE, Cour des Comptes)	70 - 100 €

Le tableau indique le coût moyen de la production d'électricité en France selon l'énergie exploitée. Il apparaît qu'actuellement c'est le mode de production hydraulique qui coûte le moins cher. Il s'agit de l'énergie la moins chère à exploiter de manière générale. Or, comme l'a indiqué Gaëlle Pertrizard, il devient de plus en plus compliqué de construire de nouveaux barrages tant la ressource est bien exploitée en France.

Le nucléaire arrive en seconde position avec un coût moyen de production qui reste encore plus avantageux que le solaire et l'éolien (qu'il soit onshore ou offshore). Cependant, les estimations des coûts de production ne cessent d'augmenter pour l'électricité issue de cette énergie et ce pour plusieurs raisons : les mesures de sûreté supplémentaire imposées depuis l'accident de Fukushima, les coûts relatifs à l'enfouissement des déchets, les coûts des durées de maintenance plus longues que prévues, les coûts des indisponibilités fortuites (pannes, contrainte réglementaire, limites de température de l'eau des fleuves), la prise en compte des coûts de démantèlement, les coûts de la prochaine génération d'EPR (plus proche de 120 €/MWh) et enfin les coûts liés au grand carénage des réacteurs existants.

Parallèlement, le coût de l'électricité produite par l'éolien et le solaire sont en baisse significative depuis une dizaine d'années du fait d'une meilleure maîtrise de ces technologies. Les courbes des coûts du nucléaire et des énergies renouvelables finiront par se croiser tôt ou tard.





DES SOLUTIONS DE STOCKAGE ENCORE LIMITÉES

A l'horizon 2050, les scénarios reposant très majoritairement sur les ENR devront nécessairement s'appuyer sur du stockage dans des proportions importantes. Les parcs ENR avec stockage de l'énergie produite en surplus permettraient de répondre aux soucis de stabilité des réseaux et donc de jouer le même rôle que les autres centrales pilotables (nucléaire, thermique). En l'absence de solutions pérennes de stockage, ces surplus d'énergie seront perdus.

Selon les projections de RTE, les batteries pourraient représenter une capacité de stockage de l'ordre de 10 à 30 GW en France à l'horizon 2035. Cette capacité de stockage diffus serait susceptible de participer à l'équilibrage de court terme du réseau, transformant ainsi la manière de l'exploiter. Bien que des solutions existent (batteries à charge/décharge lente, charge/décharge rapide) et que de nombreux projets fleurissent en Europe, Joao Iria rappelle que « le stockage reste à ce jour un problème car en plus de répondre aux fluctuations du réseau, les batteries doivent aussi être en mesure de restituer l'énergie pendant la nuit ». La batterie est une technologie qui n'a pas encore fait ses preuves, ni techniques, ni financières. D'après Joao Iria, « c'est un système dont la durée de vie reste assez fragile ». Il manque des retours d'expériences pour connaître la durée de vie réelle de tels équipements, les conditions de recyclage ainsi que celles du déploiement à grande échelle.

Le marché du stockage est dominé pour le moment par de grands groupes internationaux originaires du Japon, de la Chine et de la Corée du Sud. Alors que la grande majorité des batteries sont au lithium, on voit apparaître depuis quelques années des solutions à base d'hydrogène. Joao Iria estime que « la France pourrait par exemple s'intéresser à l'hydrogène pour espérer y jouer un rôle de premier plan ». En effet, les solutions de stockage et de déstockage fournies par l'hydrogène via la boucle « power-to-gas-to-power » et la capacité des électrolyseurs à faire varier leur niveau de consommation électrique en quelques secondes offrent de réelles possibilités techniques de fournir des services d'équilibrage de l'offre et de la demande. Cependant, d'après RTE, le rendement énergétique de telles solutions demeure actuellement assez faible, « entre 25 % et 35 % selon les technologies actuelles »²⁴.

A ce jour, la seule solution éprouvée à grande échelle est celle du pompage-turbinage : le surplus de puissance produit par les ENR est utilisé pour pomper l'eau afin de la stocker dans des réservoirs en hauteur et de la relâcher en la faisant passer par des turbines lorsqu'on a besoin de cette énergie. « On obtient ainsi un stockage original à 100 % renouvelable ». Portugal, Norvège et Autriche y recourent massivement.

²⁴ RTE (2021), Bilan électrique 2020, janvier, p. 65.

L'ADAPTATION DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ

Atteindre les objectifs du PNIEC pour 2030 implique de faire évoluer le réseau électrique afin de réussir l'intégration de l'électricité renouvelable tout en garantissant la sûreté du système électrique et la qualité d'alimentation des utilisateurs. C'est de la capacité du réseau électrique à absorber l'électricité renouvelable que dépendra l'utilisation massive ou non des ENR. Le réseau devra alors surmonter deux caractéristiques des ENR : l'intermittence et la décentralisation.

L'intermittence est a priori antinomique avec la stabilité du réseau électrique. En plus de la question du stockage (cf. paragraphe précédent), l'avènement de réseaux intelligents contribue à remédier progressivement à ce problème, en donnant au gestionnaire du réseau des outils pour équilibrer en permanence l'offre et la demande d'électricité. Du côté de la production, Joao Iria parle de « systèmes de contrôles commandes et de dispatching très performants et intelligents » permettant de « prévoir l'irradiance presque instantanément et à tout moment », de « capteurs à vent très précis qui nous permettent de savoir dans des intervalles de temps très courts combien on sera en mesure de produire dans les 2 heures », de « systèmes d'autoapprentissage qui nous permettent de piloter toutes ces sources en même temps et de prévoir de mieux en mieux le futur avec une prévision du plan de charge ». Du côté de la consommation, l'installation de compteurs donnant l'information en temps réel permettra d'ajuster la production d'énergie conventionnelle de façon à absorber plus de renouvelables. On assiste déjà à une évolution de la manière d'opérer les réseaux électriques via la transformation numérique (pilotage, gestion active, optimisation). Le numérique est indispensable à l'augmentation de la capacité d'intégration des ENR intermittentes : digitalisation des réseaux et big data permettent de mieux prévoir la production.

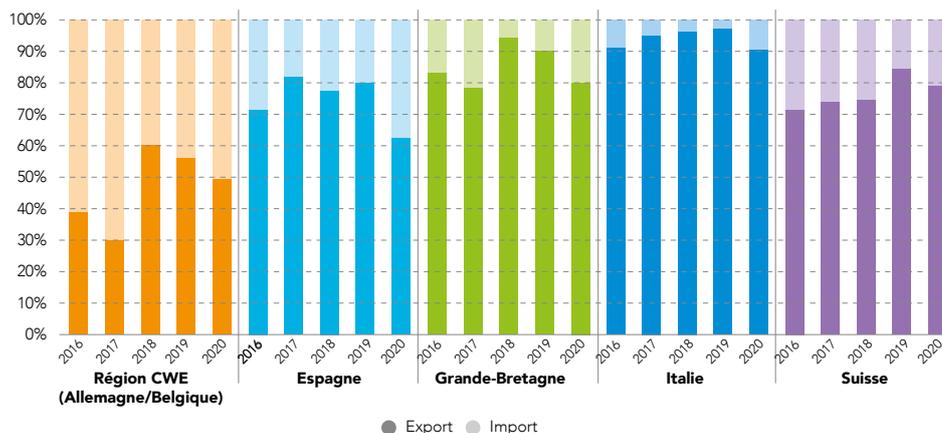
Enfin, une meilleure interconnexion transfrontalière permettrait d'absorber une plus grande partie de cette production intermittente : les panneaux solaires du Sud de l'Europe ne produisent que très

rarement en même temps que les éoliennes de Mer du Nord. Malgré des échanges plus souvent importateurs avec ses voisins qu'en 2019, la France est restée très largement exportatrice d'électricité en 2020.

La décentralisation de la production d'électricité par les ENR aura un impact sur la structure et l'exploitation des réseaux électriques. Cette tendance de fond liée aux ENR devrait modifier en profondeur la structure du système électrique français en accélérant la transformation déjà engagée d'un système actuel très centralisé en un système largement décentralisé. Le réseau français a en effet été conçu pour de grandes centrales produisant des puissances importantes. Or l'augmentation de la puissance et du nombre de centrales ENR vient changer, d'après Joao Iria, « toute la philosophie » du réseau. Il faudra progressivement gagner en flexibilité. Deux grandes tendances pourraient d'ailleurs avoir un impact sur l'évolution des réseaux électriques : le développement de l'autoconsommation et celui des microgrids²⁵. Les gestionnaires de réseaux devront faire avec ces deux tendances qui se renforceront à mesure que les coûts des ENR se réduiront et que les systèmes de stockage deviendront plus performants. A plus long terme, un éventuel développement à grande échelle de l'autoconsommation (prosumers) et des microgrids pourrait bouleverser l'activité des grands réseaux de distribution, pour lesquels ils représentent une opportunité de nouveaux services, mais également une menace liée à la baisse des taux d'utilisation du réseau centralisé.

Sens d'utilisation des Interconnexions françaises (% du temps)

Source : RTE (2021), Bilan électrique 2020, janvier, p. 144.



²⁵ Les microgrids sont des réseaux de petite taille, contenant des sources de production d'électricité dont la capacité est variable et permettant d'assurer l'alimentation d'un ou de plusieurs « sites » (îles, hôpitaux, campus, aéroports, zones industrielles, écoquartiers, communautés résidentielles, etc.). Il existe plusieurs modèles de microgrids qui sont tous caractérisés par leur capacité à s'isoler du réseau et à fonctionner en autonomie (en « îlotage ») pendant plusieurs heures.

ET DEMAIN ? LA QUESTION DU DÉMANTÈLEMENT ET DU RECYCLAGE

Une fois l'exploitation d'un parc ENR achevée, l'exploitant est tenu par la réglementation de procéder à son démantèlement et à la remise en état du site. Nous présenterons ici les cas de l'éolien et du solaire photovoltaïque.

L'éolien a un cycle de vie complètement maîtrisé, de sa fabrication à son recyclage. Les premiers parcs éoliens arrivés en fin de vie en France ont été démantelés en 2017. La durée de vie moyenne d'un parc éolien est d'environ 20-25 ans. La loi encadre strictement le démantèlement des installations éoliennes et l'ensemble du processus de recyclage²⁶ : démontage des éoliennes, excavation totale des fondations, remplacement des terres similaires à celle du terrain d'origine, décaissement des aires de grutage et des chemins d'accès et remplacement par des terres similaires au terrain, valorisation ou élimination des déchets de démolition. En prévision des coûts du démantèlement, l'exploitant d'un parc éolien est tenu de constituer des garanties financières (50 000€ par éolienne inférieure ou égale à 2 MW, + 10 000 € par MW supplémentaire). L'éolien est une énergie pensée pour être recyclée. D'après l'ADEME, près de 90 % d'une éolienne est recyclable. Les métaux (acier, cuivre, fonte, aluminium) des éoliennes sont entièrement recyclés, les matériaux composites sont pris en charge par des filières spécialisées ou réemployés pour d'autres parcs éoliens, le béton est réutilisé sous forme de granulats ou pour la fabrication de béton neuf.

Depuis le 1^{er} juillet 2020, la loi définit les objectifs du recyclage pour les parcs éoliens démantelés après le 1^{er} janvier 2022 (90 % de la masse de l'aérogénérateur, 35 % de celle du rotor) et des objectifs de recyclabilité après le 1^{er} janvier 2023. D'après l'ADEME, le volume annuel de démantèlement sera d'environ 1 GW à partir de 2025 (soit jusqu'à 15 000 tonnes de matériaux par an).

Le photovoltaïque présente lui aussi un cycle de vie maîtrisé. La durée de vie d'un système photovoltaïque se situe de 20 ans à 30 ans (avec 2 renouvellements d'ondulateur). Les fabricants garantissent en général 80 % de la puissance initiale après 25 ans. Le démantèlement reste donc à l'appréciation de chaque exploitant. La Directive Européenne 2012/19/UE relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques inclut, depuis le 24 juillet 2012, les modules photovoltaïques dans son champ d'application. Sa transcription dans le droit français²⁷ a établi des dispositifs de collecte et de recyclage. Les producteurs et les distributeurs de panneaux photovoltaïques sont solidairement responsables de la collecte et du traitement des panneaux solaires usagés. Il existe trois grandes méthodes de recyclage des panneaux photovoltaïques à base de silicium : traitement mécanique, thermique, chimique. D'après l'ADEME, le volume annuel de déchets issus des panneaux photovoltaïques sera d'environ 30 000 tonnes par an à partir de 2025²⁸.

²⁶ Article R. 553-6 du code de l'Environnement (arrêté du 26 août 2011, modifié le 22 juin 2020).

²⁷ Décret n° 2014-928 du 19 août 2014 relatif à la responsabilité élargie des producteurs, Décret n° 2014-928 du 19 août 2014 relatif aux déchets d'équipements électriques et électroniques et aux équipements électriques et électroniques usagés - Légifrance (legifrance.gouv.fr) (consultation du 23/10/2021).

²⁸ Hors résidus de fabrication : panneaux rejetés lors du contrôle de qualité, panneaux endommagés.

DES NOUVEAUX MÉTIERS ET DES NOUVEAUX RISQUES

« Lorsque les marchés ENR ont émergé, de nouvelles technologies et de nouvelles infrastructures sont apparues. Les collaborateurs et les employés amenés à intervenir sur les différentes phases des projets ont été exposés à des risques spécifiques », c'est par ces mots que Jean-François Miral introduit son propos. Ces risques « spécifiques » sont les suivants : risque électrique, risque de chute de grande hauteur, risque lié à la conduite d'engins, secours à la personne, éjection de plateforme offshore et survie en mer, manutention manuelle, etc.

La prise en compte de ces risques passe par la mise en place de formations spécifiques. Dans ce domaine, l'éolien a pris une avance sur le photovoltaïque puisqu'il s'est doté d'un législateur international : la Global Wind Organisation (GWO). Cette dernière a produit un référentiel de formation spécifique fixant un cadre commun pour les formations. Ce cadre permet à chacun de trouver une formation réellement adaptée à ses besoins, ce qui contribue à améliorer la sécurité et à développer les compétences. Les membres de la GWO, qui sont les grands donneurs d'ordre de l'éolien, collaborent et identifient les activités professionnelles pour lesquelles la création d'une formation standardisée peut améliorer la sécurité des techniciens et apporter des avantages en termes de productivité.

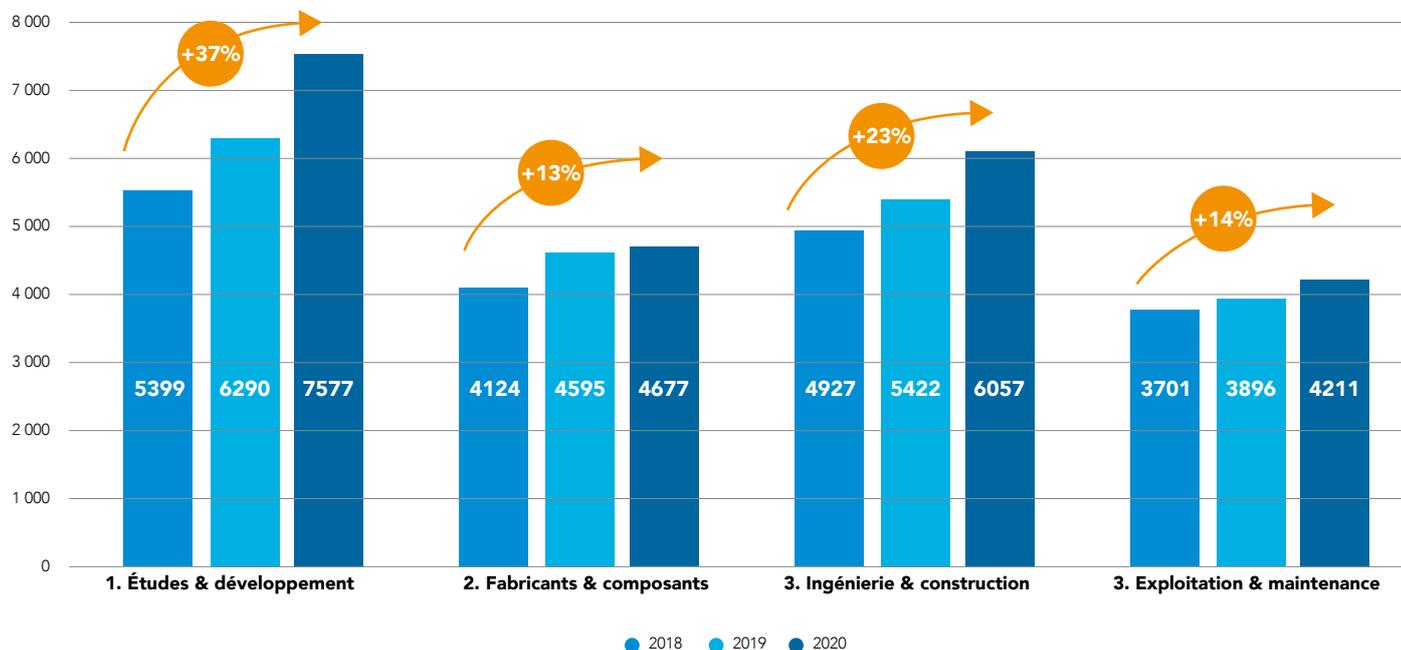
L'éolien, plus que le solaire, connaît en France un véritable essor en

terme de création d'emplois : + 12 % en 2020 avec un total de 2600 emplois directs et indirects créés au 31 décembre²⁹. La pandémie n'a pas affecté la dynamique d'emploi au sein de cette filière. C'est en particulier le offshore qui a permis de maintenir la croissance (démarrage de la construction de parcs offshore à Saint-Nazaire, Fécamp, Saint-Brieuc et création de pôles industriels au Havre et à Cherbourg). Le graphique indique que c'est la phase conception (études et développement) qui connaît la plus forte croissance d'emploi en trois ans (+37 %).

²⁹ France Energie Eolienne & Capgemini-invent (2021), Observatoire de l'éolien 2021, septembre, p. 58.

Dynamique de l'emploi éolien par phase de projet (2018-2020)

Source : France Energie Eolienne & Capgemini-invent (2021), Observatoire de l'éolien 2021, septembre, p. 61.



Quelles sont les perspectives de croissance des ENR ?

Le point de vue de Gaëlle PERTRIZEARD

Experte SOCOTEC sur les ENR
Responsable de l'Agence ENR
SOCOTEC Construction et Immobilier
Groupe SOCOTEC

Face aux enjeux liés aux ENR et à leur diversité de contexte, de mise en œuvre et de suivi, SOCOTEC pilote ses missions spécifiques via des agences dédiées avec des experts spécialistes de chaque sujet. Ainsi, je m'occupe de l'agence dédiée aux ENR pour SOCOTEC Construction. Cependant, on apporte toujours une solution globale (construction-exploitation) à nos clients en coordonnant une approche transverse.

Contrairement aux énergies carbonées qui sont limitées dans le temps (réserves de pétrole, de charbon ou de gaz limitées), les ENR sont précisément « renouvelables » et donc disponibles à l'infini, tant que la ressource qui les génère continue d'exister (la lumière, le vent, le soleil, etc.). L'idée générale avec les ENR consiste à participer à l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), comme par exemple celles produites par des industries polluantes (métallurgie, sidérurgie, chimie, etc.) mais aussi par les transports (routier, aérien, maritime, etc.). Les ENR sont des énergies de territoires et une part importante de ces activités économiques n'est pas délocalisable. On classe généralement dans les ENR la filière éolienne (onshore/offshore), la filière photovoltaïque (parcs au sol, toitures de type hangar ou serre agricole, ombrières de parking, etc.), la filière biomasse, la filière hydraulique

(barrages), la filière hydrogène (notamment pour la mobilité urbaine mais aussi les gigafactories). L'hydrogène est un élément très énergétique et a donc toute sa place dans la transition énergétique notamment l'hydrogène décarboné dit « vert » (directement produit à partir d'ENR) versus l'hydrogène « jaune » (produit à partir de l'énergie nucléaire, certes décarbonée mais dont le « combustible » utilisé – l'uranium – n'est pas renouvelable) ou gris/noire (produit à partir de sources fossiles). L'hydrogène vert ainsi produit peut ensuite être utilisé dans des industries lourdes, comme par exemple la fabrication d'acier ou par exemple pour la mobilité urbaine

De plus, les ENR ont une grande qualité que n'ont pas les énergies carbonées. Elles ne contribuent pas au réchauffement climatique. Néanmoins, lorsqu'on tient compte de toute la chaîne de fabrication des éoliennes et des panneaux photovoltaïques, force est de constater que l'impact carbone n'est jamais nul : il y a l'extraction des minerais (ex. le silicium pour le photovoltaïque), la consommation d'énergie et la génération de déchets pendant le processus productif, etc. Bref, même si les ENR constituent un véritable atout pour se rapprocher de la neutralité carbone en 2050, on ne peut pas dire non plus qu'elles atteignent le « zéro » émission !

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), issue de l'Accord de Paris sur le climat et des engagements pris de réduire les émissions de gaz à effet de serre, fixe les objectifs de la transition énergétique. Elle a pour ambition de diversifier le mix énergétique (réduction de l'utilisation des sources d'énergies fossiles, ainsi que du nucléaire, progression soutenue des ENR) mais également d'assurer une distribution constante au consommateur final et la compétitivité. L'idée est de faire passer la part des ENR dans le total des énergies consommées de 20 % à 33 % en 2028. On peut anticiper que cette évolution se fera d'une manière ou d'une autre du fait du réchauffement climatique et de l'épuisement progressif des ressources fossiles. En conséquence, les ENR constituent un marché en devenir sur lequel des sociétés comme SOCOTEC ont de véritables expertises. Il faut des acteurs en mesure d'absorber les défis qui ne manqueront pas de se présenter et d'accompagner le changement des comportements. Demain, on ne consommera

pas de la même façon qu'aujourd'hui. On ne se déplacera pas de la même façon non plus. L'exemple de la crise sanitaire liée à la COVID-19 montre le type d'impact sur le quotidien que peut avoir un arrêt brutal de l'activité et un besoin croissant de consommation des ressources numériques favorisant les activités en distanciel.

Certains pans de l'activité industrielle ont clairement accusé le coup en 2020-2021. En revanche, le marché des ENR a continué de croître. L'hydraulique est dominant dans les ENR en France jusque dans la fin des années 2000, mais depuis son développement stagne à l'exception de quelques petits barrages (de quelques MW). On ne construit plus de gros barrages comme on a pu le faire dans les années 1970 à 1980. A la fin 2020, avec 25 GW de puissance installée, l'hydraulique représentait près de la moitié du parc renouvelable. Depuis quelques années, nous recevons des demandes et sollicitations très fortes d'accompagnement sur les créations de parcs éoliens, photovoltaïques, etc. Malgré un léger retard sur les ambitions de la PPE, la croissance du marché devrait être forte dans les années qui viennent. L'éolien et le photovoltaïque connaissent des progressions importantes. En guise d'illustration, citons l'un de nos clients, qui n'en était qu'à 350 MW d'éolien installé en 2017, pour atteindre 700 MW en 2020 et viser 900 MW en 2023. Si l'on en reste sur l'éolien, les objectifs fixés à l'échelle nationale vise un doublement de la puissance installée d'ici à 2028 (soit de 17GW actuellement à 34GW). Pour y parvenir, il faudrait installer près de 800 machines chaque année sur le territoire français. Dans le cas du photovoltaïque, il y avait à peine 10 GW installés à la fin 2019 alors que les objectifs sont de 44 GW en 2028.

Les ENR sont des énergies intermittentes contrairement au nucléaire par exemple, qui quant à lui, fournit de l'énergie en continu. D'où la nécessité de développer des moyens de stocker cette énergie produite par les filières ENR.

Le marché des ENR est donc en plein essor et comporte des perspectives de croissance soutenue dans la décennie qui vient.

La filière ENR a aussi ses freins. Bien

que nombreux à se déclarer en faveur des ENR, des oppositions s'expriment localement. Si l'on se met du côté du grand public, l'impact visuel d'un parc d'éoliennes ou photovoltaïque est parfois discuté. Pour certains, ce sera joli tandis que pour d'autres, le parc sera tout simplement affreux. Cela reste très subjectif. Au moment de la demande d'autorisation de construire, il y a nécessairement des études d'impact à fournir : impact visuel, sonore, sur la faune et la flore, conditions de remise en état... Il arrive ainsi que des projets soient attaqués, ce qui se traduit par un allongement des délais qui peut atteindre plusieurs années entre le début des études et la livraison.

Un autre frein potentiel au développement des ENR résiderait dans la réduction des dispositifs de soutien aux ENR et au financement de la transition énergétique qui pourrait amener un désengagement potentiel des investisseurs en faveur des ENR, ralentissant l'atteinte des objectifs prévus et inscrits dans la PPE.

Le marché des ENR est très diffus, comportant un grand nombre d'acteurs anciens et récents, et des acteurs très divers, de toutes tailles : on y trouve des petites entreprises (10-15 personnes) comme de très grands groupes (EDF, Engie, TotalÉnergies). Les acteurs ENR implantés en France couvrent l'ensemble des segments de la chaîne de valeur des ENR. Il y a parmi nos clients des développeurs de projets, des producteurs d'énergie, des constructeurs, des turbiniers, des installateurs, des exploitants, des mainteneurs, etc.

Dans ce marché diffus, les donneurs d'ordre sont multiples : privés, publics, collectivités locales, régions, etc. Citons par exemple, plusieurs régions françaises qui ambitionnent d'équiper les toitures de collèges et lycées en panneaux photovoltaïques. Citons également le milieu agricole qui est très soucieux d'installer des panneaux photovoltaïques sur les hangars, produisant ainsi de l'électricité utilisée soit en autoconsommation, soit en réinjection dans le réseau public (revente d'énergie).

Dans tous les cas, les réseaux de distribution de l'électricité vont devoir s'adapter pour tenir compte de cette production décentralisée d'électricité.

Les marchés de l'ENR les plus porteurs actuellement pour SOCOTEC sont le photovoltaïque et l'éolien. SOCOTEC est cependant un acteur présent sur l'ensemble des marchés des ENR. Nous accompagnons nos clients sur les études environnementales réglementaires, les études d'impact en amont (ex. faune/flore), car on ne construit pas des parcs ENR (éolien, photovoltaïque) ou autres installations ENR (biomasse par exemple) n'importe où. SOCOTEC réalise les analyses de risques, dès le démarrage de la conception jusqu'au démantèlement (recyclage des matériaux), en passant par la phase exploitation. Il faudra également penser au recyclage des matériaux utilisés et recyclés, et réemployer au maximum ce qui peut l'être. Les panneaux photovoltaïques ont une durée de vie entre 20 et 30 ans selon les sources. Si l'on considère que la majorité du parc a commencé à être installé dans les années 2000-2010, alors on devrait arriver très prochainement aux premiers remplacements. Les questions vont commencer à se poser. Il en est de même pour la filière éolienne où les premiers parcs installés commencent à être démantelés.

Quels sont les métiers et les risques associés aux ENR ?

Le point de vue de Jean-François MIRAL

Directeur de pôle
Centre de Formation de Nantes
SOCOTEC Formation
Groupe SOCOTEC



Dans le cadre de l'activité formation de SOCOTEC, nous intervenons dans le domaine de la formation liée à la santé et à la sécurité au travail. Notre principal prescripteur aujourd'hui, c'est le code du travail. Ce code impose à l'ensemble des employeurs, une obligation de formation à chaque fois que l'un de leurs collaborateurs est exposé à des risques mettant en jeu leur santé et/ou leur sécurité. Le législateur a prévu dans chaque cas un référentiel de formation (normes, recommandations,...). Notre activité formation s'inscrit parfaitement bien dans la raison d'être du Groupe SOCOTEC qui est la maîtrise des risques (« Building trust for a safer and sustainable world »). Nous proposons toute une gamme de formations ciblant spécifiquement la maîtrise des risques, avec des solutions selon le type d'expositions (risque électrique, risque de chute de grande hauteur, risque lié à la conduite d'engins, SST, etc.).

Lorsque les marchés ENR ont émergé, de nouvelles technologies et de nouvelles infrastructures sont apparues. Les collaborateurs et les employés amenés à intervenir sur les différentes phases des projets ont été exposés à des risques spécifiques. Dès que vous avez des nouveaux métiers, de nouvelles situations de travail, il est normal que des risques nouveaux apparaissent. Pour prendre un exemple concret : un panneau photovoltaïque est toujours alimenté (il suffit qu'il y ait de la luminosité). Sa manipulation côté installateur, demande une connaissance supplémentaire vis-à-vis de ce risque électrique. Nous avons ainsi des offres spécifiques de formation afin de tenir compte de ces exigences. Le législateur s'est saisi du sujet. Pour chaque famille de risques, il a établi un référentiel de formation différent.

SOCOTEC a particulièrement investi le domaine de la formation aux risques liés à l'éolien. Nos formations permettent de traiter tous les risques de la conception au démantèlement en passant par la fabrication, le transport, l'installation et l'exploitation.

Une attention particulière doit être portée notamment sur les phases d'installation et d'exploitation. Les risques associés à ces deux phases sont vraiment très spécifiques. Prenons un exemple pour bien comprendre les spécificités de l'éolien : lorsqu'on suit une formation de SST classique, on apprend les techniques pour protéger la personne et on apprend surtout à donner l'alerte, ce qui

est facile en zone urbaine. Or, lorsque vous intervenez sur un parc éolien isolé, qui fait plusieurs hectares, sans adresse, sans numéro d'éolienne, c'est tout de suite compliqué. Pour amener les secours à se rendre au bon endroit, il y a des notions spécifiques à acquérir.

Il existe dans l'éolien quelque chose qui n'existe pas dans le photovoltaïque : un législateur international ! Il s'agit de GWO pour Global Wind Organisation. C'est une organisation à but non lucratif créée par les principaux donneurs d'ordres internationaux (fabricants et propriétaires d'éoliennes). GWO s'efforce de cadrer l'offre de formation aux différents risques identifiés. L'Organisation a produit un référentiel de formation spécifique. SOCOTEC y a adhéré et nous avons obtenu la certification afin de pouvoir déployer nos modules de formation. Aujourd'hui, la filière de l'éolien dispose d'un cadre commun pour les formations, l'assurance que les personnels ont suivi la bonne formation adaptée à leurs professions. D'autant que les risques auxquels sont exposés les personnels ne laissent guère le choix tant ils engagent leurs vies : travail en grande hauteur, secours à la personne, incendie, éjection de plateforme offshore et survie en mer, manutention manuelle, etc. Le législateur international a fait ce qu'il fallait pour sécuriser et préserver la santé et la vie des intervenants. Désormais, chaque personne formée intervient vraiment avec toutes les précautions possibles. Les acteurs de l'éolien ont un cadre commun.

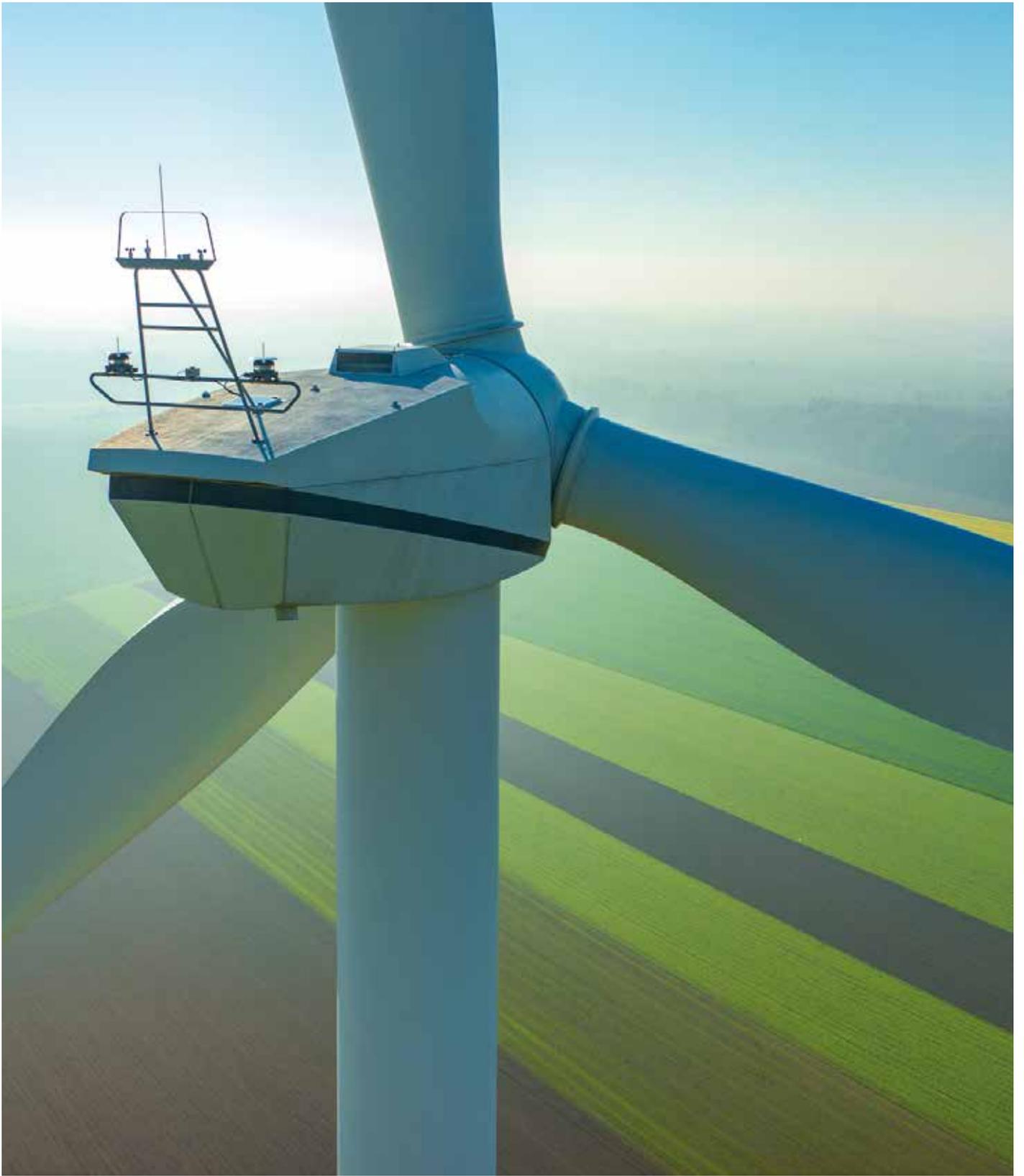
Le législateur national a intégré ces risques puisqu'il existe déjà des formations SST, incendie, travail en hauteur, manutention manuelle... Cependant, le cadre législatif français moins précis que le référentiel GWO ne fixe pas exactement les conditions d'intervention en toute sécurité pour les acteurs de la filière éolienne. Dans les faits, la majorité des grands acteurs de l'éolien ont compris que c'était dans leur intérêt que de se tourner vers le dispositif GWO et d'accéder ainsi aux référentiels adaptés et complets, au bon vocabulaire, à la bonne posture et aux bons réflexes de sécurité.

D'une manière générale, nous sommes attentifs chez SOCOTEC au champ des compétences recherchées dans l'éolien, aux zones blanches sur certains métiers, à la couverture nationale en éoliennes, à l'évolution du secteur. On voit bien que les systèmes techniques et les compétences évoluent. De plus en plus de lycées techniques ouvrent des cursus dédiés aux compétences recherchées dans le domaine de l'éolien. SOCOTEC a tissé plusieurs partenariats (Lycée Gustave Eiffel à Dijon, Lycée Montmorillon à Poitiers, etc.). Ainsi nous sommes au cœur d'un écosystème où tous parlent le même langage, poursuivent les mêmes objectifs, et souhaitent accompagner ce développement significatif en France. Et il faut dire que la main d'œuvre éolienne française est très recherchée.

On trouve tous les métiers dans l'éolien. Il y a les métiers traditionnels de la conception (BE structures, etc.) avec parfois de grandes entreprises qui n'hésitent plus à ouvrir des bureaux d'études spécialisés en conception d'éolien offshore. Il y a les métiers de la fabrication, où les emplois ne manquent pas. Il y a les métiers de l'installation d'éoliennes. Les métiers de l'exploitation avec des techniciens de maintenance qui vont intervenir sur les éoliennes pour les régler, les maintenir en bon état de fonctionnement, réparer les avaries, etc. On a d'ailleurs vu apparaître des petites bases de vie au pied des éoliennes, avec 3 à 5 techniciens qui ont la charge de la maintenance de ces champs d'éoliennes. C'est en exploitation qu'il y aura le plus fort besoin en personnels ayant suivi des cursus spécialisés.

Avec le photovoltaïque, on va retrouver globalement les mêmes métiers et le même souci d'avoir du personnel formé et conscient des risques. Cependant, après une période faste en matière de formation du personnel dans cette filière, un coup d'arrêt s'est produit au début des années 2010. Beaucoup d'acteurs se sont alors détournés du photovoltaïque et de nombreuses installations sont restées en jachère. Dans nos formations, nous avons vu arriver un énorme afflux de stagiaires. Dans le domaine du photovoltaïque, on a déjà traversé une crise, ce qui n'est pas le cas de l'éolien qui est en plein essor. La puissance projetée à l'horizon 2025 et à l'horizon 2030 pousse les acteurs de l'éolien à aller de l'avant.

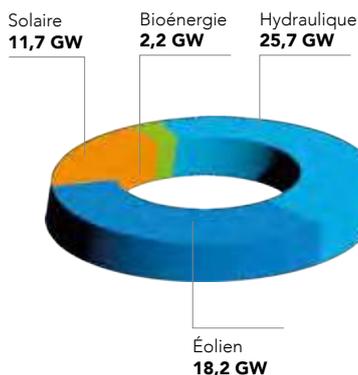
Outre les grands acteurs de l'éolien français, il y a aussi des grands donneurs d'ordre étrangers sur l'éolien. Probablement parce que ce mouvement est venu du nord (GWO est au Danemark). Et puis il y a aussi les pays relativement bien exposés au vent (Espagne).



Les ENR en France : présentation par énergie

AU 30 JUIN 2021,
L'ÉLECTRICITÉ
RENOUVELABLE COUVRAIT
29,1 % DE L'ÉLECTRICITÉ
TOTALE CONSOMMÉE EN
FRANCE. A CETTE DATE
**LA PUISSANCE DU PARC
RENOUVELABLE FRANÇAIS
S'ÉTABLISSAIT À 57 873 MW.**

Parc renouvelable au 30 juin 2021



ÉOLIEN

Bref historique de l'éolien terrestre et en mer

L'éolien est une énergie primaire qui utilise la force du vent. C'est une énergie intermittente ou diffuse. A toutes les époques, les humains ont utilisé le vent : pour naviguer, pour irriguer, pour produire, pour voler, pour les loisirs, etc. Apparus vers 600 de notre ère en Orient et en Egypte, les premiers moulins à vent produisent une énergie mécanique qui sert principalement à moudre les grains et à irriguer les cultures. Ils arrivent en Europe autour de l'an 1000 et se généralisent au 12^{ème} siècle. Ils étaient construits sur le modèle des éoliennes à axe vertical.

En 1887, Charles F. Brush fabrique en Amérique la première éolienne qui produit du courant pour alimenter sa maison. Elle fonctionne avec des pales à axe vertical et plusieurs accumulateurs pour stocker l'énergie produite (17 mètres de haut, 144 pales en cèdre, 12 KW). La première éolienne industrielle voit le jour en 1890 (30 KW). Le nombre de pales passe à 4 en 1891. Elles produisaient de l'hydrogène en convertissant la force du vent en énergie chimique par un processus d'électrolyse. En 1920, Georges Darrieus développe une éolienne avec un faible couple de démarrage et une vitesse de rotation élevée. En 1955, EDF exploite à Nogent-le-Roi (Beauce) la première éolienne à 800 KW. En 1957, l'éolienne Gedser est créée : elle se compose d'un générateur et de 3 pales. Elle sert encore aujourd'hui de modèle aux éoliennes modernes. Le marché de l'énergie éolienne est freiné dans son développement par la consommation des énergies fossiles. Il faudra attendre 1971, le premier parc éolien voit le jour au Danemark (5 MW au total). Les deux chocs pétroliers (1973, 1979) et l'augmentation du prix des énergies fossiles vont relancer le marché de l'énergie éolienne.

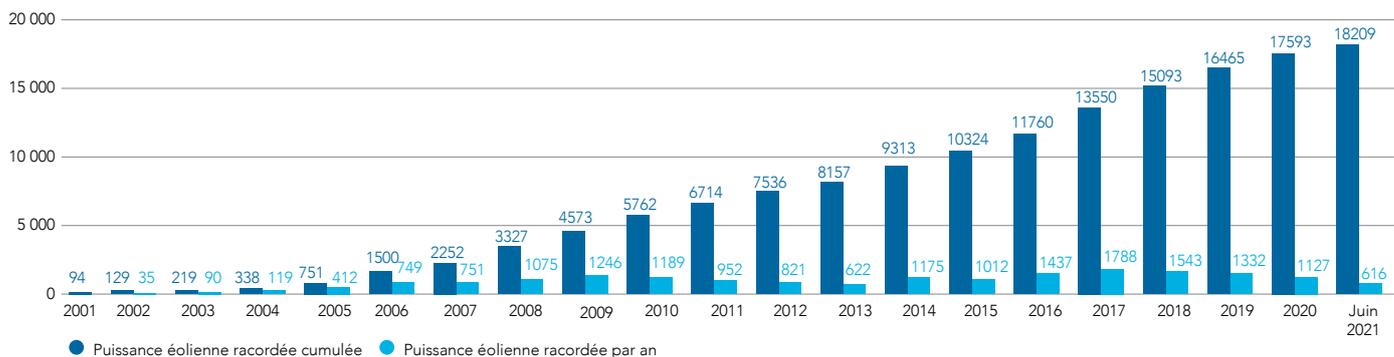
Au début des années 1930, Hermann Honnef propose l'installation « offshore » d'éoliennes sur un ponton flottant ancré au fond de la mer. Dans les années 1970, William Heronemus présente son projet d'éolienne multitoror de 6MW sur structure flottante ancrée au fond de la mer. En 1983, le Royaume-Uni finance un projet éolien offshore de 800 MW. La même année, un groupe de travail sur l'étude des éoliennes offshore (le Task 7 Study of Offshore WECS) est créé par l'Agence Internationale de l'Énergie. Le Danemark se lance en 1990 dans l'exploitation des éoliennes offshore.

Le marché français de l'éolien aujourd'hui

Le parc éolien français a une puissance raccordée cumulée de 18 209 MW au 30 juin 2021. Sur une année, la puissance s'élève à + 1 314 MW. Pour la fin 2023, la PPE vise un parc éolien de 24 100 MW pour la filière éolienne terrestre. Le taux d'atteinte de l'objectif PPE est actuellement de 75,5 %.

Évolution de la puissance éolienne raccordée (2001-juin 2021)

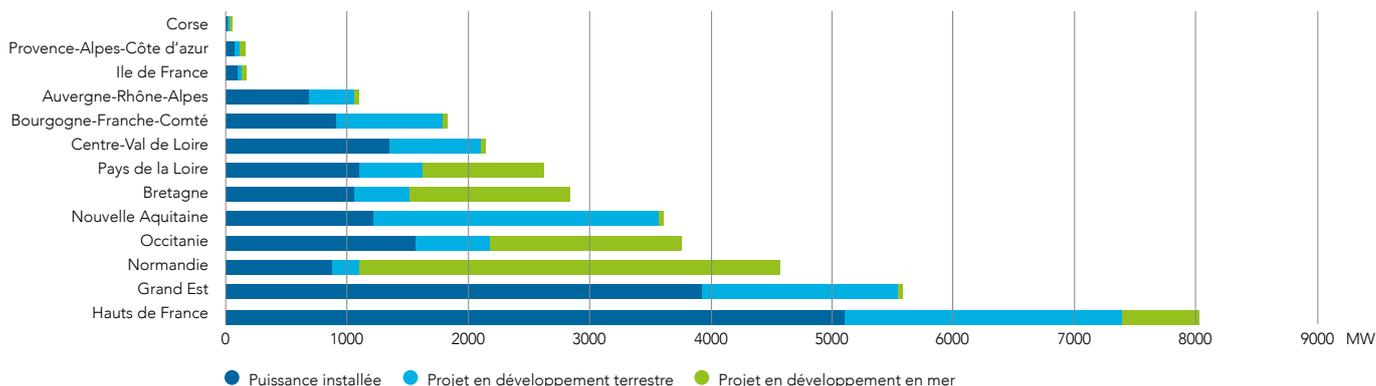
Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 15.



La production électrique d'origine éolienne a atteint 8,1 TWh en juin 2021. Le taux de couverture de la consommation par l'énergie éolienne est de 7,8 %.

Puissances installées et projets en développement pour l'éolien au 30 juin 2021

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 16.



Les étapes d'un projet éolien

- 1/ **Présélection du site** : cette première étape est déterminante pour la réussite du projet. Le site doit être suffisamment venté, à bonne distance des habitations, ne pas être soumis à des contraintes ou servitudes particulières, facilement raccordable au réseau.
- 2/ **Implication des parties prenantes** : il s'agit de transmettre une information régulière aux habitants, associations locales, collectivités territoriales, administrations, etc.
- 3/ **Évaluation environnementale** : l'étude évalue les impacts qu'aura le projet éolien sur le milieu naturel, les paysages, l'acoustique, l'environnement économique et humain. Des mesures compensatoires ou de réduction d'impacts peuvent être proposées.
- 4/ **Dépôt de permis de construire** : une fois déposé, le permis de construire est instruit par les administrations et les services de l'Etat (DREAL, SDAP, DDT). Parallèlement, le dossier est soumis à enquête publique et peut être consulté par la population.
- 5/ **Financement** : bénéficier de bonnes conditions de financement est un élément essentiel de la réussite du projet.
- 6/ **Construction** : choisir un maître d'œuvre qui coordonnera le travail des entreprises qui participeront à toutes les étapes de la construction
- 7/ **Exploitation** : il s'agit d'organiser la surveillance et la maintenance du parc.
- 8/ **Démantèlement et recyclage** : cette phase intervient après 20-25 ans d'exploitation. Elle peut concerner tout ou partie du parc et elle est encadrée par la loi.
- 9/ **Contrôle et Inspection des installations** : choisir un acteur du marché dit du « Testing, Inspection, Certification » est essentiel et requis lors du cycle de vie des installations d'ENR depuis le projet d'installation jusqu'à son démantèlement, en passant par la construction ou encore les inspections lors de l'exploitation visant à la sécurité et à la performance.





HYDRAULIQUE

Bref historique de l'hydraulique

L'hydraulique est une énergie primaire qui utilise la force des cours d'eau. C'est une énergie permanente (et non intermittente) qui est utilisée depuis au moins 4000 ans. La roue à aubes fait partie de l'une des premières machines construites pour tirer parti de l'énergie hydraulique. Attestés dès l'Antiquité, les moulins à eau placés le long des cours d'eau ont utilisé l'énergie hydraulique pour de multiples usages : moudre le grain, pomper l'eau, actionner des instruments, etc. Ce principe a été perfectionné pendant des milliers d'années pour actionner des instruments et machines toujours plus complexes : forges, métiers à tisser, instruments à tanner les peaux, etc.

C'est avec la révolution industrielle que la centrale hydraulique voit le jour. Elle utilise l'énergie hydraulique pour faire tourner des turbines qui produisent de l'énergie électrique. La première centrale électrique d'une puissance de 7 kW est construite en 1878 par William G. Armstrong en Angleterre. Par la suite, de petites centrales hydrauliques émergent un peu partout dans le monde pour éclairer les villes, les parcs ou les châteaux. En 1889, on dépasse le mégawatt de puissance grâce à l'utilisation de transformateurs électriques. Au début du 20^{ème} siècle, la France comptait déjà plus de 7000 petites installations hydroélectriques et ses premiers grands barrages. Après la Première Guerre mondiale, le développement du réseau électrique et des lignes à haute tension amène les centrales hydrauliques à augmenter progressivement leur puissance.

On distingue aujourd'hui différentes manières pour récupérer l'énergie des courants : barrages, énergie marémotrice (marées montantes et descendantes), hydroliennes (courants marins), énergie houlomotrice (déplacement cinétiques de la houle et des vagues), énergie osmotique (différence de pression entre l'eau salée et l'eau douce), énergie thermique (différence de température entre les eaux profondes et celles de surface)

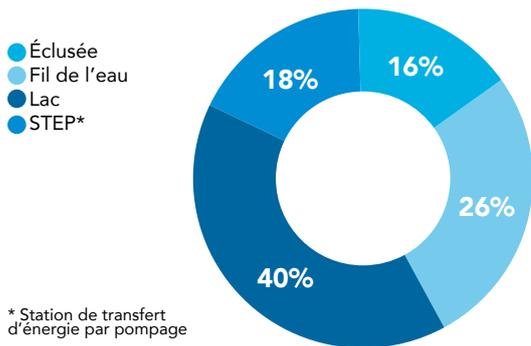
Le marché français de l'hydraulique aujourd'hui

Aujourd'hui, l'énergie hydraulique est essentiellement utilisée pour produire de l'électricité. On parle alors d'énergie hydroélectrique. En 2021, les capacités hydrauliques sur le réseau français de transport par type de centrale se répartissaient comme indiqué dans le graphique.

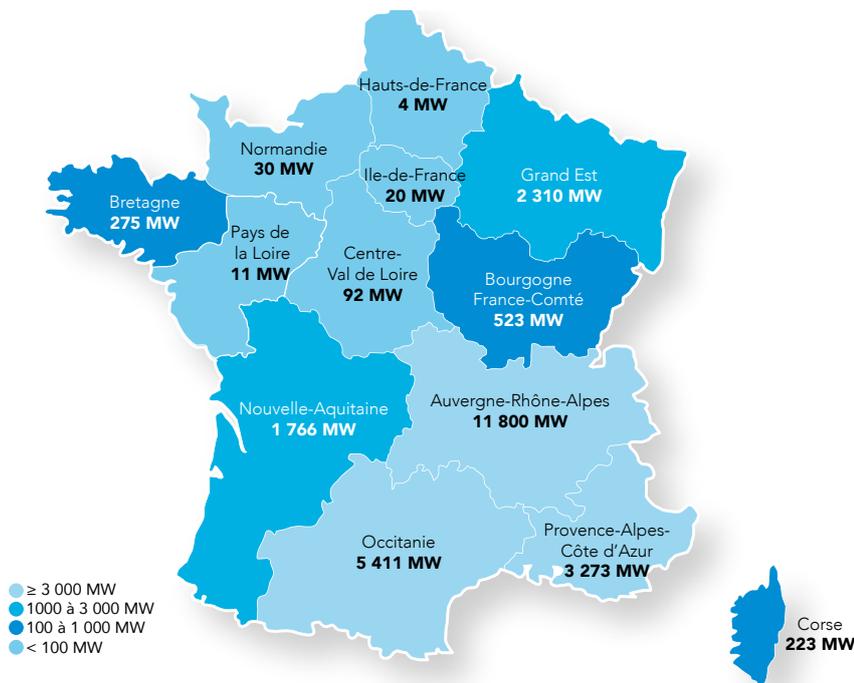
Au 30 juin 2021, le parc hydroélectrique a atteint une puissance raccordée de 25 513 MW. Pour la fin 2023, la PPE vise un parc de 25799 MW, soit un objectif atteint à 99,2 %. Le taux de couverture de la consommation électrique par hydroélectricité s'établissait à 14,9 % (au 30 janvier 2021).

Répartition des capacités hydrauliques sur le réseaux de transport par type de centrale au 30 juin 2021

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 25.



* Station de transfert d'énergie par pompage



Puissance hydraulique raccordée par région au 30 juin 2021

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 25.

Les étapes d'un projet hydroélectrique

Les grandes étapes d'un projet hydroélectrique sont les suivantes :

- 1/ **Emergence & pré faisabilité** : durant cette première étape (3 mois à 1 an), le projet est défini, le site identifié et ses caractéristiques principales sont étudiées (hauteur de chute exploitable, débit moyen annuel du cours d'eau, maîtrise foncière au niveau de la prise d'eau ainsi que du cheminement de la conduite forcée et de la centrale, contraintes techniques, réglementaires, environnementales, consultation de la DDT, de l'Agence française de la biodiversité, etc.). Cette étape est aussi un temps d'information et de formation des acteurs susceptibles de s'impliquer.
- 2/ **Développement** : durant cette étape (18 à 36 mois), la faisabilité technique et économique du projet est validée. Les études engagées en phase d'émergence sont approfondies afin de constituer le dossier complet de demande d'autorisation d'exploiter qui sera déposé auprès de l'administration. Le maître d'ouvrage devra démontrer que son projet exploite au mieux le cours d'eau, que l'impact environnemental est limité à son strict minimum et que la rentabilité économique du projet est suffisante.
- 3/ **Construction** : cette étape s'enclenche une fois les fonds rassemblés et les autorisations administratives obtenues. Le chantier se réalise alors avec tous les prestataires de la chaîne de construction préalablement identifiés par le porteur du projet. Cette étape se termine avec le raccordement de l'installation au réseau de distribution et sa mise en service. La collectivité peut intervenir tout au long de cette étape en sollicitant des banques pour les demandes de financement, en suivant l'avancement des travaux et le respect du planning prévisionnel, en communiquant l'avancement du projet aux habitants de la commune, en veillant à limiter les nuisances à leur minimum.
- 4/ **Exploitation** : les contrats d'exploitation sont signés pour des durées de 20 ans. Ils garantissent au porteur de projet un tarif d'achat sur toute la période. La surveillance de l'installation et le suivi de la production peuvent être réalisés par un exploitant qui remettra un rapport annuel d'activité de la centrale.
- 5/ **Démantèlement / rééquipement** : cette étape repose sur une étude de démantèlement, un dossier de déclaration de travaux et la conduite du chantier de démantèlement. L'étude de démantèlement caractérise le site, évalue les différentes solutions techniques, modélise le fonctionnement du cours d'eau après le démantèlement, propose un chiffrage pour chaque solution envisagée, donne des préconisations et définit le protocole de suivi. L'étude est déposée auprès de l'administration pour instruction et validation. Une fois le dossier validé, les travaux de démantèlement sont engagés.

SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Bref historique du solaire photovoltaïque

L'énergie solaire est une énergie primaire qui utilise la lumière du soleil. C'est une énergie intermittente. Bien que la ressource ait toujours existé, elle n'a été utilisée que relativement récemment dans l'histoire de l'humanité. Dans les années 1860 apparaissent les premières machines à vapeur utilisant l'énergie solaire thermique (John Ericsson, Augustin Mouchot). En 1949, le premier four solaire est mis au point par Félix Trombe à Mont-Louis. Il se présente comme une parabole pouvant chauffer par temps clair jusqu'à 3 500°C.

A partir de la deuxième moitié du 20^{ème} siècle, l'énergie solaire prend son essor en particulier grâce au développement du photovoltaïque (transformation de la lumière en électricité) et dans une moindre mesure du solaire thermodynamique (transformation de la chaleur en électricité). La découverte de l'effet photovoltaïque date de 1839, année où

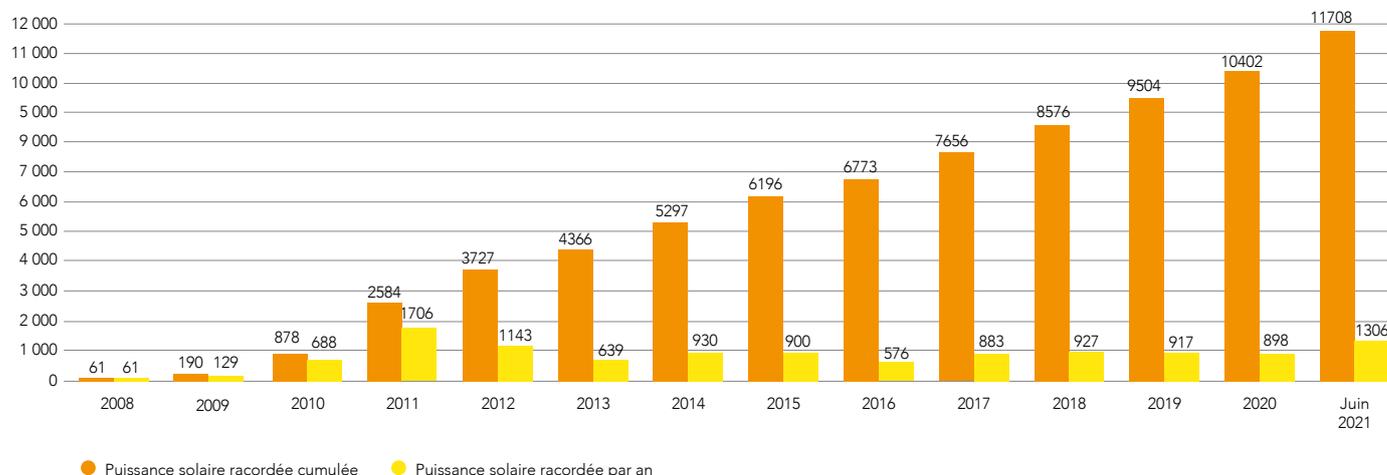
le physicien français Alexandre Bequerel découvre la possibilité de produire de l'électricité grâce à la lumière et la présence de matériaux semi-conducteurs (comme le silicium). Le premier véritable panneau photovoltaïque, avec un rendement de 6 %, est créé en 1954 par des chercheurs du laboratoire Bell. La course à l'espace va donner une impulsion décisive au développement des panneaux photovoltaïques. Leur efficacité va progressivement augmenter. A partir des années 1970, les cellules photovoltaïques sont produites à large échelle dans le monde. Les premiers projets de « centrales solaires » voient le jour parallèlement à l'augmentation de l'usage domestique. En 1973, la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est créée.

Le marché français du photovoltaïque aujourd'hui

La puissance du parc solaire s'élève à 11 708 MW au 30 juin 2021, avec 669 MW raccordés au cours du deuxième trimestre 2021, portant les raccordements à 1 306 MW sur les six derniers mois, soit plus qu'au cours de toute l'année 2020 (environ 1 000 MW). Sur les douze derniers mois, 1 838 MW ont été raccordés. A fin 2023, la PPE vise un parc de 20 100 MW, objectif actuellement atteint à 57,5 %.

Évolution de la puissance solaire raccordée

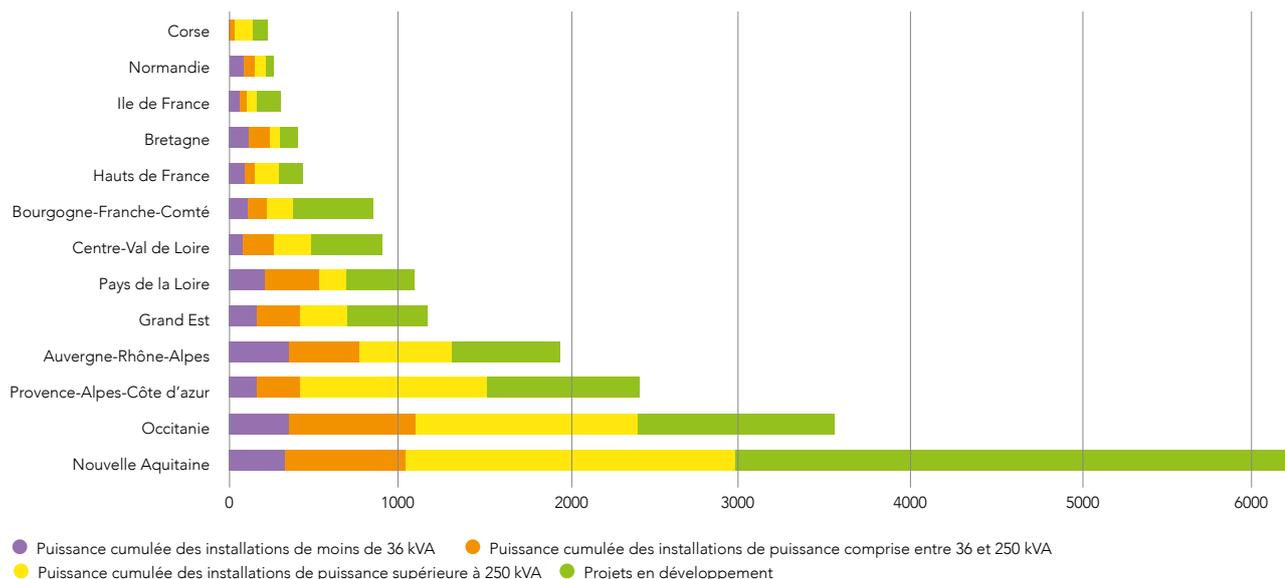
Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 20.



La production électrique d'origine photovoltaïque s'est établie à 4,9 TWh produits durant les derniers mois, en hausse de 15 % par rapport au même trimestre en 2020 grâce, notamment, aux nouvelles capacités raccordées. Le taux de couverture de la consommation électrique par l'énergie solaire s'établit ainsi à 4,7 % pour ce trimestre (2,9 % sur les douze derniers mois).

Puissances installées et projets en développement pour le solaire au 30 juin 2021

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 21.



Les étapes d'un projet photovoltaïque

- 1/ **Présélection du site** : cette première étape est déterminante car elle oriente les études et le rendement global du projet. Il s'agit de choisir le site d'implantation en fonction de son potentiel solaire. Le site peut être choisi en zone naturelle et forestière comme en zone anthropisée (parc industriel en activité, friche industrielle ou agricole, ancienne carrière, ancienne décharge, zone Seveso, aéroport délaissé, ancienne base militaire, etc...)
- 2/ **Développement** : durant cette étape (1 an environ), qui débute avec la signature des accords fonciers, les études techniques, environnementales et paysagères sont conduites, les services de l'Etat sont consultés, une concertation politique et citoyenne est réalisée et le design du projet est élaboré en fonction des résultats d'expertises. L'étape se termine avec le dépôt des demandes d'autorisations.
- 3/ **Instruction administrative** : cette étape (6 à 9 mois) débute avec une enquête publique unique. Le porteur du projet apporte des réponses aux compléments si nécessaire. L'étape se termine par la décision du préfet d'autoriser ou non le projet. Le dossier est présenté à la CRE.
- 4/ **Construction** : cette étape (5 à 7 mois) comprend l'aménagement des accès au chantier, la création des axes de chantier, la réalisation des fondations, le montage des structures, le raccordement au réseau et l'enfouissement des câbles.
- 5/ **Exploitation** : durant cette étape (20-30 ans), le parc produit de l'électricité. La gestion, l'exploitation et la maintenance peuvent être données à un exploitant. La maintenance implique notamment un aspect technique mais aussi le fauchage sous les panneaux.
- 5/ **Démantèlement** : il s'agit non seulement de démanteler les équipements, mais aussi de remettre en état le site afin de le restituer dans son état initial. Les modules sont évacués et recyclés, les postes électriques sont démontés et des travaux de restauration sont exécutés pour se rapprocher du modelé du relief initial. Le démantèlement peut aussi bien conduire à un retour à l'état vierge de la parcelle ou à un renouvellement du parc. Le démantèlement est à la charge de l'exploitant.

Bref historique des bioénergies

Les bioénergies sont les énergies produites à partir de la matière biologique : bois et résidus de l'industrie forestière, productions agricoles ou encore déchets organiques. Elles produisent de l'électricité, de la chaleur, des carburants.

Le bois est utilisé pour produire de l'énergie bien avant la révolution industrielle.

Les biocarburants apparaissent quant à eux à la fin du 19^{ème} siècle. En 1876, Nikolaus Otto conçoit le premier moteur à combustion interne fonctionnant au bioéthanol. Henry Ford sort de ses usines la Ford T (entre 1908 et 1927) qui roule au bioéthanol. En 1897, Rudolf Diesel invente le moteur diesel fonctionnant à l'huile d'arachide. Les biocarburants sont des combustibles produits en transformant les matières fabriquées par des organismes vivants (champignons, végétaux, animaux, etc.).

Au milieu du 20^{ème} siècle, avec l'abondance de pétrole, industriels et consommateurs se désintéressent des biocarburants. L'intérêt revient après les chocs pétroliers de 1973 et 1979 et les biocarburants connaissent un essor à partir des années 2000. Les biocarburants de première génération utilisent des cultures végétales (cannes à sucre, huile de palme, maïs, etc.). Pour réduire la concurrence avec les cultures alimentaires, les biocarburants de deuxième génération sont produits à partir de résidus de végétaux comme les pailles de céréales, les résidus forestiers ou même les algues ou les levures. Aucune piste n'est négligée.

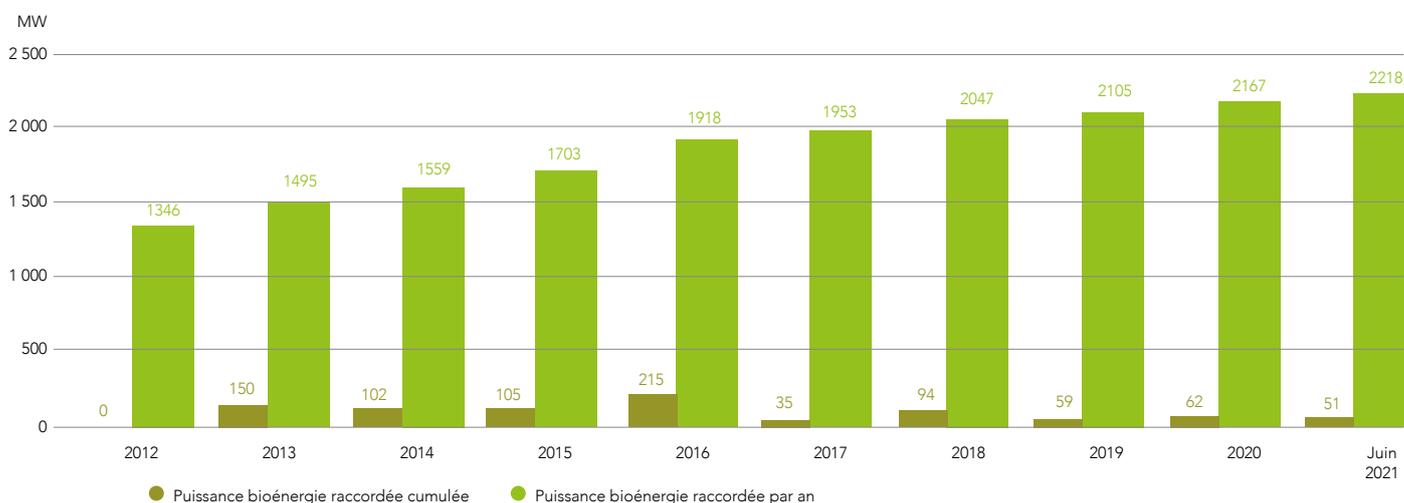
Enfin, le biogaz est rendu possible grâce au procédé de la méthanisation. C'est un gaz identique en composition au gaz d'origine fossile à la différence qu'il est renouvelable.

Le marché français des bioénergies aujourd'hui

La filière des bioénergies électriques atteint une puissance de 2 218 MW avec 79 MW de nouvelles capacités raccordées sur l'année (et 3 MW sur les trois derniers mois). La production trimestrielle s'élève à 1,9 TWh, un chiffre en baisse de 3 % par rapport au deuxième trimestre 2020.

Évolution de la puissance des bioénergies raccordée au 30 juin 2021

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 29.

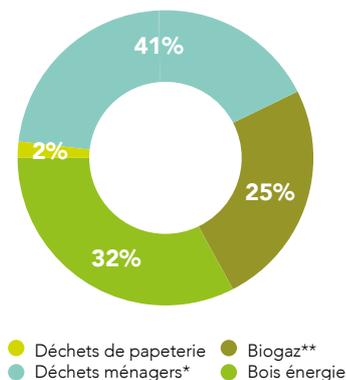


La filière couvre 1,8 % de l'électricité consommée au cours du trimestre écoulé (1,6 % sur les douze derniers mois).

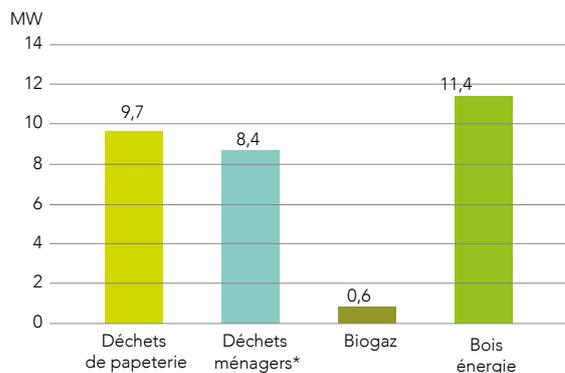
Répartition et puissance moyenne par combustible

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 29.

Répartition du parc par combustible

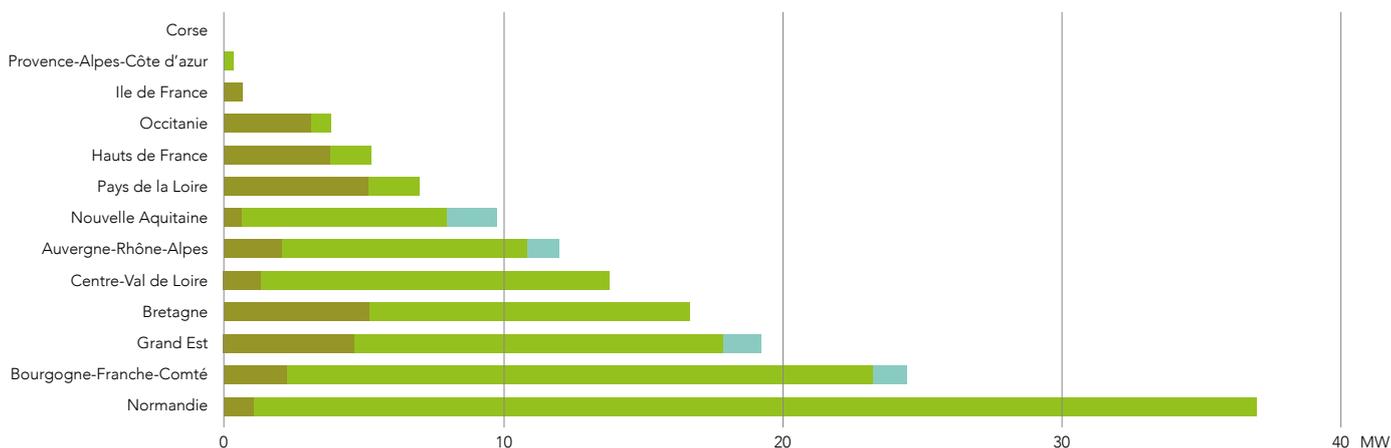


Puissance moyenne des installations par combustibles



Puissances régionales des projets en développement au 30 juin 2021

Source : RTE, 2021, Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin, p. 30.



* La catégorie déchets ménagers correspond à la production électrique des unités d'incinération d'ordures ménagères.

** La catégorie biogaz correspond à la production électrique des installations de méthanisation, des stations d'épuration et des ISDND (installation de stockage de déchets non dangereux)

● Projet en développement biogaz ● Projet en développement bois énergie ● Projet en développement déchets ménagers

Les étapes d'un projet de biomasse énergie

- 1/ Plan d'approvisionnement : cette étape doit permettre de garantir en quantité et en qualité la fourniture régulière de combustible biomasse adapté au type de générateur installé.
- 2/ Étude des besoins énergétiques : cette étape inclut les démarches d'économie d'énergie, le dimensionnement de la chaufferie bois adapté...

- 3/ Choix des équipements : ce choix dépend de plusieurs facteurs : puissance, température, fluide, combustibles, intégration architecturale, contrainte de génie civil, etc...
- 4/ Étude économique et financière : la viabilité économique du projet est étudiée durant cette phase.

Bref historique de la géothermie

La géothermie est une énergie primaire qui utilise la chaleur du sol. Elle est renouvelable et continue car elle ne dépend pas des conditions météorologiques. L'humanité utilise la géothermie depuis plus de 20 000 ans. Dans plusieurs civilisations, on retrouve la pratique de bains thermaux. Les plus anciens vestiges connus en rapport avec la chaleur de la Terre datant du troisième âge de glace (il y a 15 ou 20 000 ans) ont été retrouvés sur le site de Niisato (Japon). Les régions volcaniques ont été utilisées en priorité du fait de l'existence de fumerolles et de sources chaudes que l'on utilisait pour se chauffer, cuire des aliments, etc. En 1330, les archives de Chaudes-Aigues (France) font mention d'un réseau distribuant l'eau géothermale à plusieurs maisons. Une taxe pour l'entretien du réseau était prélevée par la seigneurie locale.

Au 20^{ème} siècle, les exploitations industrielles se sont développées pour la production d'électricité et le chauffage urbain. Trois

profondeurs d'extraction génèrent des températures différentes : la géothermie profonde (utilisée pour l'électricité) puise à 2500 mètres et dégage une chaleur comprise entre 150 et 250°C ; la géothermie à moyenne profondeur (utilisée pour les réseaux de chaleur urbains) se réalise dans les couches d'eaux et produit une chaleur de 30 à 150°C ; la géothermie à faible profondeur (utilisée pour alimenter les pompes à chaleur) puise de 10 à 100 mètres et diffuse une chaleur de 30°C.

Le marché français de la géothermie aujourd'hui

La production d'énergie géothermique s'élevait à 4 492 GWh en 2019 en France métropolitaine et couvre 0,7 % de la consommation finale de chaleur sur cette même année. Le parc se compose de 164 039 équipements. L'énergie géothermique est principalement exploitée sous forme de chaleur (2 TWh de chaleur en 2019). Elle est produite notamment en Ile-de-France, en Nouvelle-Aquitaine et dans le bassin rhénan. La production d'électricité à partir de la géothermie profonde (0,1 TWh délivrée) provient principalement de Guadeloupe et le site alsacien de Soultz-sous-Forêts.

Les coûts d'investissement de la géothermie sont élevés mais ses coûts de fonctionnement sont réduits et stables, ce qui lui offre une rentabilité à moyen et long terme.

Évolution de la production d'énergie géothermique en France (2005-2019)

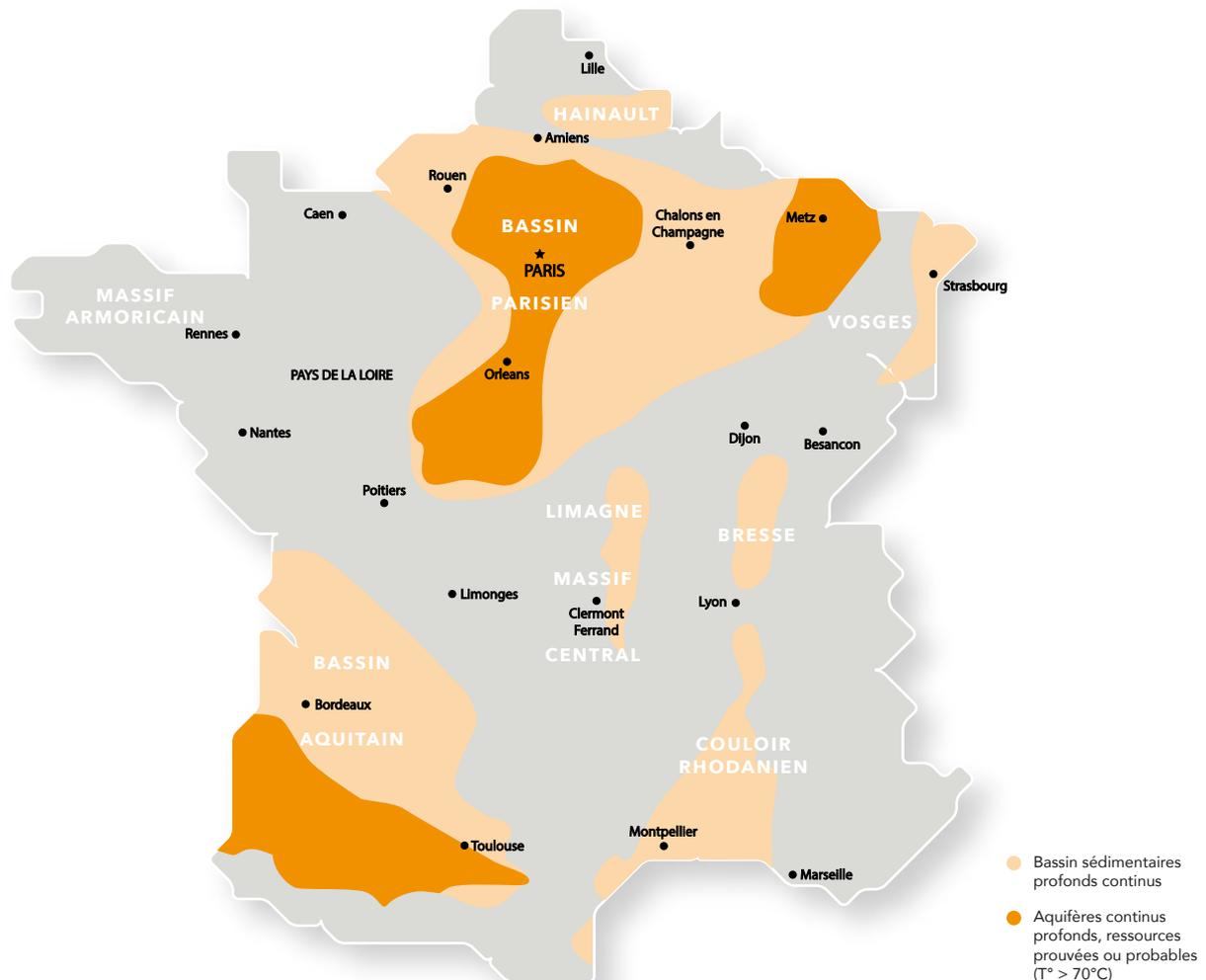
Source : Calculs SDES, <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-Energies-renouvelables-2021/14-geothermie> (consultation du 27/10/2021)



Contrairement à la géothermie de surface qui peut être installée facilement sur le territoire, l'exploitation de la géothermie profonde ne peut se faire qu'avec des formations géologiques suffisamment profondes et perméables qui renferment des aquifères d'eau chaude.

Carte de France des aquifères continus

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de la récupération, édition 2020, p. 26, <https://www.syndicat-Energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/panorama-chaleur-2020-web.pdf> (consultation du 27/10/2021)



Les étapes d'un projet de géothermie

- 1/ Repérage de la ressource : c'est une étape exploratoire qui est soumise à un permis exclusif de recherche délivré par les services de l'Etat. Le travail de recherche est mené par des géologues, hydrologues et géophysiciens. Ils s'appuient sur les connaissances disponibles (synthèse, données de puits, etc.) et sur les données géophysiques (sismique, réflexion, gravimétrie, aeromagnétisme, etc.).
- 2/ Forage : une fois la ressource géothermale localisée, on procède au forage. Cette étape est soumise à une autorisation de travaux délivrée par les services de l'Etat. L'accès à la ressource s'effectue par un forage mécanique.
- 3/ Exploitation : l'eau prélevée est réinjectée dans son milieu après en avoir utilisé les calories

Est-ce qu'on va dans la bonne direction en matière d'ENR ? Qu'elles sont les énergies phares ? Un mix énergétique est-il nécessaire pour stabiliser le réseau électrique ?

Le point de vue de Joao IRIA

Directeur Énergies Renouvelables
SOCOTEC Equipements et Industrie
Groupe SOCOTEC



Je suis ingénieur électrique de formation, et j'ai toujours travaillé dans les ENR. J'ai occupé plusieurs postes dans ma carrière : soit dans la R&D, soit dans des groupes industriels. Aujourd'hui, je dirige le pôle ENR au sein de l'activité SOCOTEC Equipements et Industrie. Nous avons un pôle d'une cinquantaine de personnes qui sont à 100 % dédiées aux marchés des ENR. Il y a plusieurs agences en France qui nous permettent d'avoir une bonne proximité avec nos clients et leurs projets. Nos activités se partagent notamment en inspections réglementaires dans les phases de construction, de mise en service et d'exploitation des centrales, et en missions d'assistance technique sortant du cadre réglementaire pour nos clients (notamment en électricité).

En me basant strictement sur les faits, la France est en retard dans le domaine des ENR, bien qu'elle ait beaucoup progressé ces dernières années. L'objectif actuel est d'arrêter toutes les énergies fossiles. Même si cela peut paraître ambitieux, notamment en termes d'investissements à réaliser dans des énergies alternatives, c'est finalement un moins gros problème que celui des problèmes géopolitiques qu'il faudra nécessairement résoudre.

Cependant, il y a quand même des facteurs de fond favorables aux ENR. D'un côté, la pression en faveur de la réduction des émissions de CO₂ se fait de plus en plus prégnante partout dans le monde et de l'autre une volonté de réduire les coûts de production de l'énergie. Or les coûts de production d'énergie via des énergies fossiles ou même nucléaires ne font qu'augmenter, alors qu'en parallèle, les coûts de production et d'exploitation des centrales ENR ne font que décroître. Les CAPEX et OPEX des centrales éoliennes et photovoltaïques, par exemple, ainsi que le coût du stockage de ce type d'énergie, se réduisent de plus en plus significativement au point de faire basculer un nombre croissant d'acteurs dans un engagement sur ces schémas-là. A cela il faut ajouter la rapidité de construction des centrales ENR

(12 à 18 mois pour un grand parc ENR ; parfois 6 mois pour les petits parcs) et la facilité de maintenance qui rendent très attractifs les projets ENR.

Il faut à présent signaler un autre problème, plus spécifique à la France, mais qu'on retrouve aussi dans d'autres pays. En effet, le système électrique a été conçu pour des productions centralisées. C'est-à-dire qu'on a de grandes centrales situées à des endroits stratégiques et produisant des puissances de plusieurs Gigawatts (comme avec les centrales nucléaires). Le réseau de transport et de distribution d'énergie a donc été conçu à l'origine pour ce type de productions. Il a dû également être conçu et adapté à l'interconnexion européenne posant de nouveaux enjeux en termes d'opération, de contrôle, ainsi que de marché de l'électricité. Quoiqu'il en soit, cette production centralisée permettait selon les « premiers » modèles économiques et techniques d'optimiser le coût de production d'énergie, la qualité de fourniture d'énergie et la fiabilité des réseaux en France et en Europe. Cependant, l'augmentation exponentielle de la puissance et du nombre de centrales ENR au cours de la dernière décennie vient changer la donne, puisqu'il faut réussir désormais à intégrer une production d'électricité de plus en plus décentralisée, voir planifier un changement fondamental de la structure des réseaux électriques. Ça change toute la philosophie d'un réseau conçu initialement pour une production centralisée. Ces changements sont nécessaires et passent par une plus grande proximité avec le consommateur final.

Concernant le nucléaire, la problématique est différente. Nous sommes dans un engagement supérieur à 40 ans et avec des coûts d'investissement et d'exploitation plus élevés. On fait ainsi le choix de pousser la durée de vie des centrales avec des coûts d'exploitation du nucléaire qui devraient augmenter. Par comparaison, l'installation d'une centrale ENR ne coûte désormais que la moitié de ce qu'elle coûtait il y a dix ans. Le coût marginal d'une centrale ENR est quant à lui quasiment nul. Sur une durée de 20 ans, on est certains qu'on n'aura pas de mauvaises « surprises » avec une centrale ENR, soit économiquement, soit techniquement car les

technologies soit aujourd'hui extrêmement matures. Il faut donc tenir compte de ce contexte particulier en France, disposant de politiques énergétiques fortement liées au nucléaire.

Aujourd'hui, le mix énergétique est une réalité en France. Notre pays rattrape progressivement son retard, notamment dans l'éolien offshore, par rapport aux autres pays européens qui eux, disposent déjà de centrales d'éolien offshore de très grande puissance.

La rentabilité d'un projet ENR dépend à la fois de l'endroit où il est entrepris et de sa complexité. En Europe, la technologie ENR est très bien maîtrisée. On dispose d'un solide savoir-faire autant en ingénierie de construction que d'exploitation. Les options technologiques sont nombreuses et viables. L'enjeu maintenant consiste à réussir l'intégration des sources de production renouvelables dans un réseau qui n'a pas été conçu pour cela. Avec les plans ambitieux de R&D qui ont été engagés, et l'émergence de solutions permettant de répondre à ces besoins, il apparaît réaliste de penser qu'on pourrait atteindre une production d'énergie nette de CO₂ à l'horizon 2050 dans l'UE.

Précisons maintenant qu'on ne joue pas dans la même cour lorsqu'on parle de nucléaire et d'énergies fossiles d'une part et d'ENR de l'autre. En effet, les applications tout d'abord sont différentes. Alors que l'ENR est « intermittente » (vent/pas de vent ; soleil/pas de soleil), la centrale nucléaire peut fonctionner en « continu », exception faite des interruptions liées à sa maintenance. De plus, les capacités installées sont bien différentes des capacités de production entre l'ENR et les sources de production « conventionnelles ». Mais la grande différence réside dans le fonctionnement, le système de production et de contrôle. Dans un système centralisé comme l'est celui de la France, on définit au préalable quelles sont les centrales qui vont fonctionner en mode continu (nommé « base load ») et quels seront les « services » fournis par chacune des centrales. Ce sont en général les centrales les plus puissantes, car il faut voir le réseau électrique un peu comme un réseau d'eau. Pour simplifier, il faut disposer d'un gros réservoir de manière à ce que si une personne seule ouvre ou ferme un robinet, cela ne fasse aucune différence dans la pression ou le débit puisque l'ensemble du système aura une capacité conséquente de régulation. C'est exactement pareil pour la puissance électrique. De la même manière, l'énergie produite doit être évacuée vers les consommateurs et avec une qualité de fourniture (tension et fréquence) attendue par le consommateur, ce qu'assurent également les services « réseaux » fournis par ces centrales « conventionnelles ». Ces centrales sont donc une source de régulation de l'énergie produite. Elles permettent une stabilité permanente du réseau électrique. Cette puissance dite « centralisée » est évacuée progressivement via le réseau de transport et le réseau de distribution avec plusieurs niveaux de tension et une architecture adaptée à ce modèle qui est tout à fait fiable. Ces exemples constituent les défis de la transition énergétique. Une éolienne ou une centrale PV ne fonctionnent pas sur les mêmes régimes, puisque l'énergie primaire n'est pas toujours disponible pour pouvoir produire la puissance électrique requise par le réseau. Par comparaison, un moteur thermique pourra accélérer ou décélérer pour modifier la puissance mécanique et répondre au besoin en puissance électrique, tant que le réservoir de fioul est disponible.

Cela appelle un commentaire important: il faut continuer à développer les capacités des sources de production ENR et ajouter de l'intelligence. Si on décide par exemple de passer à 80 % de puissance produite à partir des ENR sur un réseau qui serait mal conçu ou mal piloté, on court le risque d'avoir énormément d'instabilité, une perte de qualité de fourniture et peu de fiabilité au final. Le réseau ne sera pas stable, si bien que la puissance et les services rendus aux usagers ne seront pas bons. Ayant tous chez nous une puissance électrique stable 230V 50 Hz, nous concevions assez mal de voir notre matériel détérioré en raison d'un réseau électrique instable.

Si l'on veut envisager un réseau électrique avec du 100 % d'ENR, incluant des moyens de stockage et un mix énergétique, il faudra mettre en place à grande échelle des systèmes de contrôle commande et de dispatching très performants et intelligents. Ces systèmes sont nécessaires pour pouvoir contrôler les sources de production reposant sur des solutions innovantes comme, par exemple, des moyens de prévision de la production (irradiance, vitesse de vent...), prévision de profils de charge/consommation, d'autoapprentissage, estimation d'états, etc. Ceci signifie que les modèles économiques énergétiques, au-delà des investissements et coûts d'exploitation, devront innover et se développer.

Enfin, on a déjà des systèmes de stockage d'énergie qui nous permettent de stocker le surplus d'énergie produit en éolien et en photovoltaïque et de restituer l'énergie au moment des baisses de production d'ENR. Avec du 100 % d'ENR, la régulation doit se faire nécessairement avec des parcs de batteries ou autres technologies de stockage et des investissements forcément plus conséquents. Il y a beaucoup de projets qui fleurissent en Europe, mais le marché de production de la batterie reste dominé par de grands groupes internationaux (Japon, Chine, Corée du Sud). La France ne doit pas rater le virage vers le stockage d'énergie, soit au niveau de la production de l'électricité, soit aussi au niveau de la mobilité à courte échéance. Alors que la très grande majorité des projets sont au lithium, la France pourrait

par exemple s'intéresser à l'hydrogène ou à d'autres technologies de stockage. Il y aurait là un vrai créneau à prendre en matière d'innovation. D'autant que la batterie est une technologie qui n'a pas encore fait ses preuves. Il nous manque encore des retours d'expériences pour connaître la durée de vie réelle de tels systèmes, mais aussi les conditions de recyclage, ainsi que celles du déploiement à une très grande échelle. Tout reste à explorer. Si on donne la priorité à une solution de stockage au plus près du lieu de production de l'énergie, alors les ENR pourraient tenir la comparaison avec le nucléaire, ou le fossile. Les centrales ENR avec stockage permettraient aux ENR de jouer dans la même cour que les autres centrales pilotables, et de répondre ainsi aux soucis de stabilité des réseaux. On y sera probablement dans plusieurs années. D'ici là, on ne peut se passer d'un mix énergétique incluant le nucléaire.

Il faut aussi évoquer parfois certaines réticences face aux projets ENR. Au niveau des communes et des régions, il y a des lourdeurs administratives qui peuvent bloquer ou ralentir les projets. Sur ce point, SOCOTEC aide ses clients en due diligence à maîtriser techniquement les projets et intervient en assistance maîtrise d'ouvrage sur les parties techniques, administratives et environnementales.

Aujourd'hui, il existe énormément de solutions en matière d'ENR, les technologies sont bien maîtrisées, les coûts de réalisation et de maintenance se réduisent. C'est désormais la volonté politique qui permettrait d'avancer dans ce domaine. Un nombre croissant d'entreprises rentables apparaît sur le marché des ENR, même après l'arrêt de certaines subventions (comme sur le tarif d'achat de l'électricité). Pour certaines d'entre elles, elles emploient des milliers de personnes partout dans le monde. Il existe un rayonnement conséquent de ces métiers, notamment sur les jeunes qui sont toujours plus nombreux à s'y engager.

La France a pris un léger retard lorsque le tournant sur les ENR s'est produit. Elle n'a pas réalisé les investissements qu'elle aurait dû faire dès le début des années 2000. Il est vital pour la France d'investir massivement dans la R&D via ces entreprises mais aussi dans les différentes institutions de recherche.

Dans un avenir proche, je pense que le meilleur mix énergétique pour la France se composera de nucléaire et d'ENR. Il faut envisager une transition énergétique dans laquelle le renouvelable accompagnera le démantèlement progressif des centrales nucléaires les plus anciennes arrivant à la fin de leur période de vie. Et il faudrait dans la mesure du possible s'appuyer sur le savoir-faire des entreprises françaises tant sur la conception que sur le développement. C'est très important pour réinvestir dans la filière ENR et espérer occuper une position de leader sur les énergies de demain.

La durée de vie moyenne des équipements ENR est de l'ordre de 20-25 ans. Tout dépend des niveaux de performances attendues, du type d'équipements (photovoltaïque, éolien), des engagements avec les fournisseurs, etc.

Aujourd'hui, les éoliennes déploient une puissance pouvant aller

jusqu'à 12 MW, notamment en offshore (même jusqu'à 15 MW en phase de test). L'éolien terrestre est plus simple à installer que l'éolien offshore. C'est l'une des raisons qui expliquent qu'il soit plus développé que le second. Cependant, l'éolien offshore a le vent en poupe, porté notamment par les investissements importants des grands acteurs des énergies fossiles. C'est un domaine en pleine expansion. Aujourd'hui, on enregistre environ une quinzaine de projets en France, certains pouvant aller jusqu'à deux milliards d'euros d'investissements.

En offshore, il existe différents types de fondations : mono-pieu, à béton gravitaire, jacket à multiple pieux. Enfin, il existe aussi des solutions flottantes permettant notamment d'aller beaucoup plus loin de la côte pour aller chercher des profils de vents différents et plus intenses. Cette dernière solution permet d'installer des machines plus puissantes, ainsi que de très grands parcs (jusqu'à 1 GW pour les centrales les plus grosses).

Au-delà de l'installation, l'autre grande difficulté est le transport de l'énergie. Pour parcourir de grandes longueurs, l'énergie doit être transportée à des tensions très élevées en milieu marin. Cela pose des surcoûts de fourniture et de construction, mais aussi des problèmes d'accès et de maintenance.

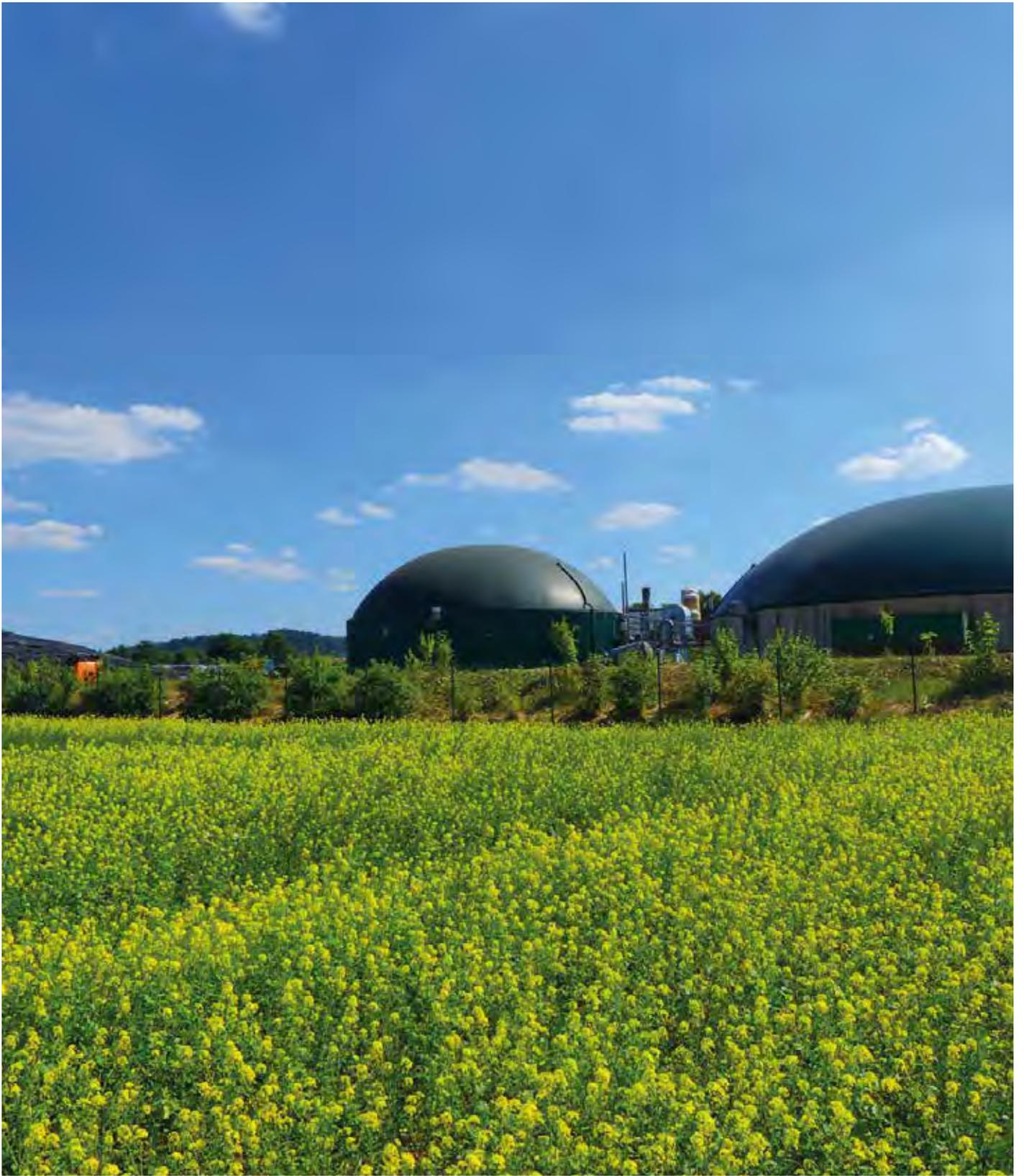
Concernant l'énergie hydraulique, il n'y a pas vraiment de perspectives actuelles de développement en France. Les autres ENR, en revanche, ont de très belles perspectives devant elles. Et il n'est pas interdit d'intégrer d'autres solutions déjà mises en place par des pays plus matures que nous en matière d'ENR. Chez certains pays européens, par exemple le Portugal, la puissance produite par l'éolien en période de surplus énergétique peut être utilisée pour pomper l'eau en amont des barrages et stocker ainsi intelligemment l'énergie. On obtient alors un stockage « intelligent » à 100 % renouvelable.

En France, c'est le nucléaire qui est incontournable. Il faut dire qu'il y a des avantages certains liés à cette énergie, notamment en matière de réduction significative de l'empreinte carbone. Se passer du nucléaire n'est pas dans l'intérêt de la France à ce stade.

Le marché de l'ENR compte des petites comme des grandes entreprises, la plupart très rentables et capables de rayonner à l'étranger. SOCOTEC est clairement le leader du marché concernant l'inspection réglementaire de l'éolien notamment. En dehors de l'éolien et du solaire, les autres marchés des ENR (biomasse, récupération de chaleur, géothermie) sont assez embryonnaires et très loin d'être matures. Ces solutions seront probablement viables dans les prochaines années.

En guise de conclusion, il faudrait envisager sérieusement la production d'énergie locale par les habitants eux-mêmes comme un véritable axe de progression. Cela posera sur un plan pratique les questions de la logistique et de la décentralisation de la production d'énergie. Les émissions de GES pourraient être significativement réduites, à condition bien sûr de produire les équipements en France et de ne pas les importer en générant un impact CO₂ prohibitif. Il faudrait alors penser « réseau » et simultanément « production ».

On pourrait même imaginer plus tard des systèmes associant des sources de production ENR dans nos résidences ou sites industriels, tout en ayant une voiture électrique dont la batterie servirait à stocker l'électricité pour la maison ou même pour le réseau électrique public. Les organismes de contrôle doivent eux aussi se saisir de beaucoup de sujets : inspection réglementaire, assistance technique, conseil, assistance maîtrise d'ouvrage, due diligence, etc. SOCOTEC accompagne ses clients dans le développement des projets ENR, dans le suivi de la construction, dans la vérification de la conception, la maîtrise des risques de chantiers, les missions de coordination hygiène sécurité, les inspections réglementaires, la conformité à la réglementation, la gestion du choix technique, la certification du matériel des différents types de fournisseurs, la mise en service pour la réception des équipements chez les fournisseurs, la réception de tout ou partie des ouvrages, la gestion de l'ensemble des actifs, bref sur l'ensemble de la chaîne de valeur et tout au long du cycle de vie des actifs.



Conclusion

Le mix énergétique idéal, qui n'émettrait aucun gaz à effet de serre et qui produirait une énergie en qualité et en quantité suffisantes pour répondre à nos besoins croissants n'existe pas. Le mix retenu dépendra finalement de ce qu'on veut en faire. Si l'on souhaite une croissance économique effrénée et non durable alors le mix énergétique actuel convient très bien. Si l'on souhaite tendre vers plus de durabilité, ce qui semble être la préoccupation des gouvernements, des entreprises et des sociétés partout dans le monde, alors une partie de la solution réside dans les ENR. Par leurs qualités (pas d'émissions de GES, faible impact sur l'environnement, caractère inépuisable) elles sont un réel atout pour l'humanité entière. Et les problèmes qui restent à résoudre (stockage à grande échelle, adaptation et interconnexion des réseaux électriques, amélioration des rendements et de leur stabilité) sont les défis que nos ingénieurs ont à relever et sur lesquels ils se penchent pour donner aux ENR leur pleine puissance et consolider leur développement.

Mais les ENR ne sont pas toute la solution.

Dans ses six scénarios pour 2050, RTE identifie au moins trois grands axes complémentaires pour une transition énergétique réussie : l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique, et la réindustrialisation profonde³⁰. L'efficacité énergétique est déjà à l'œuvre dans bien des secteurs d'activités : isolation des bâtiments, amélioration des rendements des appareils électriques, construction hors-site, etc. La sobriété énergétique peut être envisagée sous un angle très pragmatique en veillant à supprimer les gaspillages là où ils peuvent l'être, contenir l'étalement urbain, encourager les alternatives à l'automobile, privilégier les mobilités douces et les transports en commun, encourager l'économie du partage, favoriser le télétravail, pousser à la sobriété numérique, etc. La réindustrialisation profonde enfin qui consiste en une relocalisation en France des productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française. Les trois axes doivent s'envisager de façon complémentaire et imbriquées.

Si l'on devait reprendre à notre compte la célèbre phrase de Neil Armstrong, on pourrait affirmer aujourd'hui que la transition énergétique « est un petit pas pour l'homme, mais un bond de géant pour l'humanité » !

³⁰ RTE (2021), Futurs énergétiques 2050 : principaux résultats, octobre, p. 16.

Glossaire

Facteurs d'impact climatique : appelés climatic impact-drivers (CIDs) en anglais, ce sont des conditions physiques du système climatique (moyennes, événements, extrêmes) qui affectent un élément de la société ou des écosystèmes.

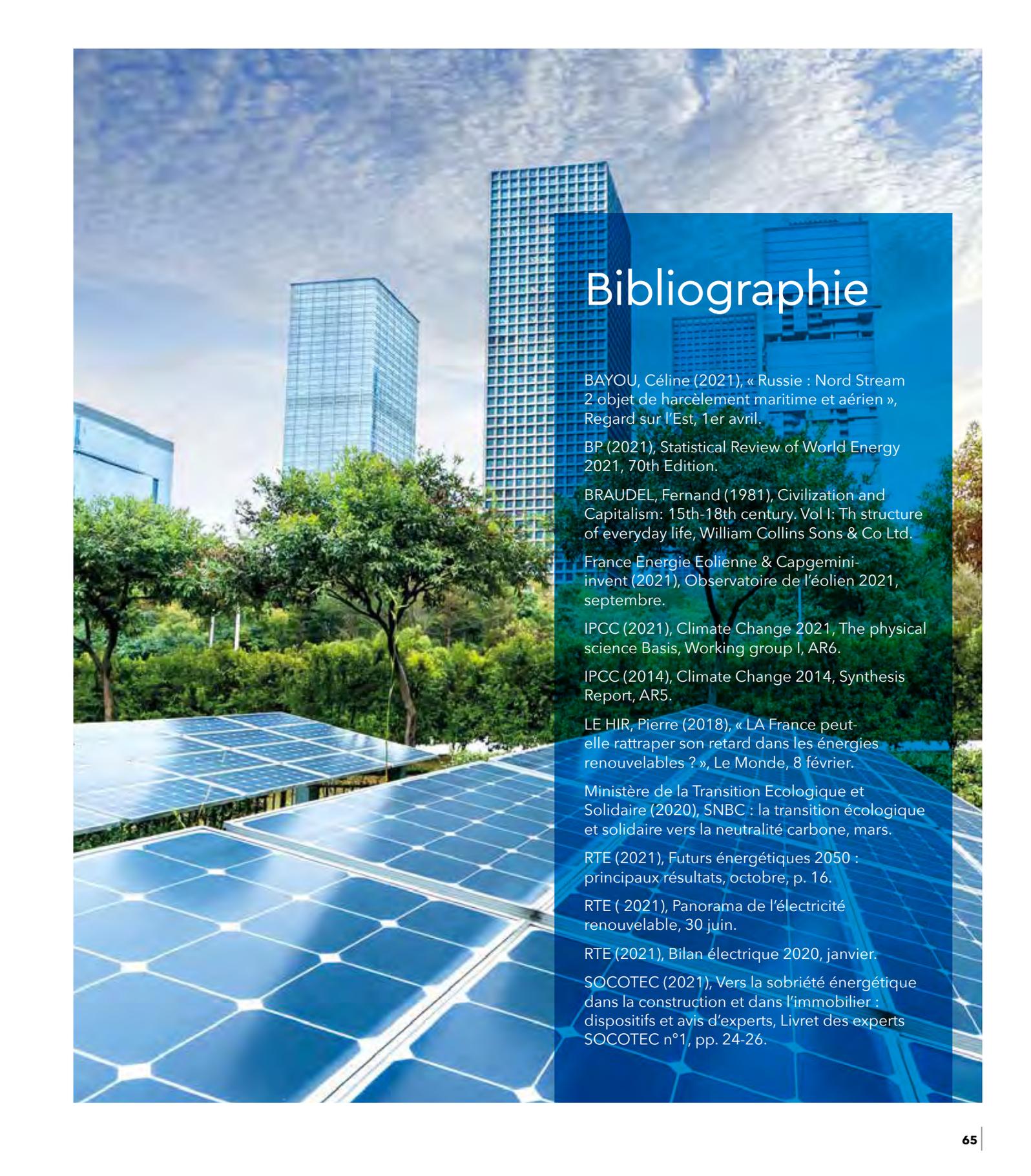
GES : les gaz à effet de serre sont des gaz présents dans l'atmosphère terrestre et qui interceptent les infrarouges émis par la surface terrestre. Certains ont une origine naturelle (vapeur d'eau, gaz carbonique, méthane, protoxyde d'azote, ozone), tandis que d'autres ont une origine anthropique (gaz carbonique, méthane et protoxyde d'azote émis par l'homme, mais aussi des gaz « artificiels » tels que halocarbures, hexafluorure de soufre).

GIEC : Groupe intergouvernemental sur l'évolution du Climat (IPCC en anglais), créé en 1988 par l'Organisation météorologique mondiale (OMM) et le Programme pour l'environnement des Nations Unies (PNUE). Sa fonction est « d'expertiser l'information scientifique, technique et socio-économique qui concerne le risque de changement climatique provoqué par l'homme ».

Microgrids : réseaux de petites taille, contenant des sources de production d'électricité permettant d'assurer l'alimentation d'un ou de plusieurs « sites » (îles, hôpitaux, campus, aéroports, zones industrielles, écoquartiers, communautés résidentielles, etc.) Il existe plusieurs modèles de microgrids qui sont tous caractérisés par leur capacité à s'isoler du réseau et à fonctionner en autonomie (en « ilotage ») pendant plusieurs heures.

Programmation pluriannuelle de l'Énergie (PPE) : outil de pilotage fixant les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de la transition énergétique.

Transition énergétique : remplacement progressif des énergies fossiles par des énergies moins émettrices de GES.



Bibliographie

BAYOU, Céline (2021), « Russie : Nord Stream 2 objet de harcèlement maritime et aérien », Regard sur l'Est, 1er avril.

BP (2021), Statistical Review of World Energy 2021, 70th Edition.

BRAUDEL, Fernand (1981), Civilization and Capitalism: 15th-18th century. Vol I: The structure of everyday life, William Collins Sons & Co Ltd.

France Energie Eolienne & Capgemini-invent (2021), Observatoire de l'éolien 2021, septembre.

IPCC (2021), Climate Change 2021, The physical science Basis, Working group I, AR6.

IPCC (2014), Climate Change 2014, Synthesis Report, AR5.

LE HIR, Pierre (2018), « LA France peut-elle rattraper son retard dans les énergies renouvelables ? », Le Monde, 8 février.

Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (2020), SNBC : la transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone, mars.

RTE (2021), Futurs énergétiques 2050 : principaux résultats, octobre, p. 16.

RTE (2021), Panorama de l'électricité renouvelable, 30 juin.

RTE (2021), Bilan électrique 2020, janvier.

SOCOTEC (2021), Vers la sobriété énergétique dans la construction et dans l'immobilier : dispositifs et avis d'experts, Livret des experts SOCOTEC n°1, pp. 24-26.

LE BÂTIMENT RESPONSABLE DE DEMAIN NE SERA PAS SEULEMENT UN BÂTIMENT SOBRE EN ÉNERGIE, MAIS AUSSI BIEN CONNECTÉ À SON TERRITOIRE, SOUCIEUX DE SON EMPREINTE CARBONE ET DE SA FAIBLE UTILISATION DE RESSOURCES PRIMAIRES DANS TOUT SON CYCLE DE VIE, ANTICIPANT SES MUTATIONS POSSIBLES COMME SA DÉCONSTRUCTION, SE PRÉOCCUPANT DE LA SANTÉ ET DU CONFORT DE SES USAGERS, ET ÉCONOMIQUE EN EXPLOITATION

BUILDING TRUST FOR A SAFER & SUSTAINABLE WORLD



SOCOTEC