**LES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE**

**Février 2020**

**SOMMAIRE**

**- Les bioénergies p 2**

**- L’hydraulique p 4**

**- Les pompes à chaleur p 6**

**- L’éolien p 7**

**- Le solaire p 9**

**- La géothermie profonde p 10**

**ANNEXES (p 12 à p 15)**

1- Part des énergies renouvelables (ENR) dans la consommation finale d’énergie

2- Conclusions de deux rapports publiés par l’Ademe (en 2015 et 2018)

3- La contribution au service public de l’électricité (CSPE)

4- Secteur de la chaleur

5- Équilibre offre/demande – Stockage (mobilité ou stationnaire)

6- Allemagne

7- Productions électriques en 2019 et comparées avec l’année 2018

**LES ÉNERGIES RENOUVELABLES EN FRANCE**

Diapo 2 – **Définition**

Les énergies renouvelables (ENR) sont définies comme des énergies provenant de sources inépuisables, que la nature « renouvelle » en permanence.

Les énergies sont multiples.

Diapo 3 – **Différents types d’ENR (**Source : rapport Datalab 2018 du Commissariat général au développement durable)

6 différents types d’énergie sont utilisés en France :

- Les **bioénergies** dominent (près de 60%), tous secteurs confondus, chaleur, électricité et transports ;

- L’**hydraulique** : environ 20% ;

- Les **pompes à chaleur**;

- L**’éolien**, le **solaire** et la **géothermie profonde**.

Diapo 4 – **LES BIOÉNERGIES – 4 types**

Les bioénergies utilisent la biomasse, d’où leur nom. La bio-masse est la masse vivante, végétale ou animale. Ce sont le **bois**, le **biogaz**, les **déchets** (pas tous) et les **biocarburants**.

La France étant le 1er pays producteur agricole de l’Union européenne, elle a un excellent potentiel en bioénergies.

Diapo 5 – Production de chaleur

Les bioénergies concernent principalement la production de chaleur, et l’énergie renouvelable principale pour la production de chaleur est le bois (Bois : 71% - PAC : près de 16% - Déchets ENR : près de 7% - le reste est négligeable, il s’agit du biogaz, de la géothermie profonde, du solaire thermique et des résidus agricoles et agroalimentaires).

Diapo 6 – **Le bois énergie – Carte de France**

La forêt métropolitaine française couvre plus de 30% du territoire, dont ¾ appartiennent à des propriétaires privés. La ressource bois ne peut être considérée « renouvelable » que sous conditions. Sur un accroissement naturel net de 83 millions de m3/an, sont prélevés environ 50 millions de m3 de bois (source : ONF). Le potentiel utilisable en énergie dépend de la gestion des forêts, notamment des essences plantées.

Le bois doit prioritairement être utilisé pour la construction, la fabrication de meubles, pour l’industrie (papeterie, palettes), secondairement pour le chauffage et, en cogénération, pour la production d’électricité.

Brûlé, le bois dégage beaucoup plus de CO2 que s’il est laissé sur place. On parle de « neutralité carbone », dans le sens où le CO2 dégagé par la combustion est compensé par le CO2 absorbé pendant la croissance des arbres.

Il convient de ne pas trop chauffer, d’avoir une bonne isolation, d’utiliser des appareils de chauffage efficaces pour une moindre consommation de bois. Sensation de chaleur plus agréable et moins de temps passé à remettre du bois.

⇨ Oui pour un bois énergie, mais en veillant à une gestion durable des forêts et une utilisation intelligente du bois.

Diapo 7 – **Le biogaz - méthanisation**

Le biogaz est obtenu par méthanisation de matières organiques en l’absence d’oxygène. Ce même phénomène de méthanisation se produit spontanément dans les marais, les rizières, les décharges contenant des déchets organiques.

Les déjections des animaux d’élevage constituent l’essentiel des matières méthanisées. Elles doivent être complétées par des matières contenant plus de carbone (résidus de cultures) pour produire suffisamment de biogaz.

On utilise une grande cuve fermée, le méthaniseur, où les déchets sont chauffés (entre 37°C et 50°C) et brassés plusieurs semaines. Les fermentations de matières organiques produisent un gaz, appelé biogaz, qui est essentiellement constitué de **méthane** (50 à 65%) et de CO2. Est également produit un résidu solide (riche en phosphore) ou liquide (riche en azote), le digestat, qui peut être utilisé comme engrais. Le projet est viable à partir de 8000 tonnes/an de matières traitées, dans un rayon de moins de 10 km.

Diapo 8 – Captage du biogaz de centre de stockage de déchets

Dans les centres de stockage des déchets [ISDND, installations de stockage de déchets non dangereux], le biogaz peut être récupéré directement. Les ordures compactées sont déposées dans des casiers étanches. Le biogaz est capté en continu par un système de drains horizontaux et de puits verticaux.

Diapo 9 – Utilisations du biogaz

Fin 2018, il y avait en France 685 unités de production de biogaz.

Le biogaz sert à produire de **l’électricité**, de la **chaleur** ou du **biométhane**. Il est intéressant de l’utiliser en remplacement des énergies fossiles. Il permet également de réduire la production de GES émis lors de la décomposition de la matière organique.

Épuré (le CO2 est éliminé, le biogaz devient alors du « biométhane »), il peut être utilisé comme le gaz naturel et être injecté dans le réseau de gaz (en 2015, 1ère injection de biométhane dans le réseau de transport de gaz en France – 123 sites fin 2019), ou servir de carburant pour les transports (« GNV » ou « bioGNV », gaz naturel véhicule). À Lille, une centaine de bus roulent au biométhane, produit à partir des déchets des ménages, des espaces verts et des cantines. Les bus roulant au GNV émettent moins de CO2 et très peu de particules fines.

⇨ **Oui à la production de biogaz, mais** elle ne doit pas cautionner de trop grandes superficies de monocultures (tel le maïs dédié à la production de biogaz en Allemagne) ou de grands élevages industriels. Elle doit rester une production secondaire.

La programmation pluriannuelle de l’énergie (PPE 2019-2028) prévoit que le biogaz représentera entre 6 et 8% de la consommation totale de gaz en 2030. Elle prévoit par ailleurs un prix d’achat moyen de 67€/MWh en 2023, contre environ 100€ aujourd’hui.

**Les déchets**

En bioénergies, il y a également les déchets. Il s’agit principalement des **déchets ménagers**, très secondairement des déchets de papeterie. Leur incinération permet de produire chaleur (bon rendement 80 à 90%) et électricité (seule, rendement 25%).

On a vu que les déchets représentent environ 7% de la production de chaleur par les ENR.

Selon la réglementation en vigueur, la production d’électricité ou de chaleur à partir des déchets urbains est comptabilisée pour moitié comme renouvelable. Les déchets sont loin d’être tous renouvelables.

**Diapo 10 – La production électrique des bioénergies**

⇨ Les bioénergies ne représentent qu’une très faible part de la production d’électricité. En 2019 : 1,8%, et **1,4%** en ne comptabilisant que la part renouvelable.

⇨ Les centrales à biomasse ont cependant l’avantage de la non intermittence.

Diapo 11 – **Les biocarburants**

Ils concernent bien sûr les transports, et ils sont utilisés en compléments des carburants fossiles. Ils ont été développés pour alléger notre facture pétrolière, anticiper l’épuisement des réserves mondiales de pétrole et réduire nos émissions de GES. La France est le 2ème pays producteur de biocarburants en Europe, après l’Allemagne (et le 6ème pays au niveau mondial – loin devant : les États-Unis, le Brésil, puis Indonésie, Allemagne, Chine).

Les carburants à la pompe contiennent en moyenne environ 7% de biocarburants (une directive européenne plafonne à 7% le taux d’incorporation des biocarburants de 1ère génération, c’est-à-dire produits avec des matières comestibles).

En biocarburants, il y a principalement le **bioéthanol**, ajouté à l’essence, fabriqué principalement à partir de céréales et de betteraves à sucre, et le **biodiésel**, ajouté au gazole, fabriqué à partir d’huiles. Le biodiésel est le biocarburant le plus produit en France.

Plus de 90% des matières premières utilisées pour le bioéthanol sont d’origine française. C’est loin d’être le cas pour le biodiésel.

Les promoteurs des biocarburants mettent en avant que les sous-produits issus de leur production servent à l’alimentation animale : pulpes de betteraves, tourteaux de colza, de tournesol, ce qui permet de diminuer les importations de soja. Ce n’est pas suffisant. Le bilan des biocarburants en termes d’impact environnemental doit prendre en compte cultures, transports et fonctionnement des bioraffineries, lesquelles requièrent beaucoup d’énergie.

Seulement 48% des matières premières servant à fabriquer le biodiesel viennent de France (colza et tournesol). Les matières premières viennent de 35 pays, et aux ¾, il s’agit de colza.

L’extension des terres agricoles au détriment des forêts, des prairies et des tourbières, écosystèmes qui absorbent beaucoup de carbone, revient à libérer du CO2. Ainsi, en 2018, le Parlement européen a retiré de la liste des ENR les biocarburants issus de l’huile de palme, qui entraînent des déforestations massives en Indonésie et en Malaisie.

⇨ Sont expérimentés des **biocarburants dits de 2ème génération** (produits avec des matières premières qui ne sont pas comestibles) : résidus végétaux agricoles (pailles des céréales), forestiers, agro-industriels [résidus de sucreries, d’amidonneries], également algues.

Diapo 12 – **L’HYDRAULIQUE**

L’énergie hydraulique sert à produire de l’électricité. C’est la 1ère ENR de production d’électricité en France. Sa part dans la production annuelle d’électricité varie entre 10 et 12% en fonction des précipitations (variations autour des 60 TWh).

(2019 – Production : 60 TWh, dont 55,5 TWh renouvelable – Taux de couverture de la consommation : 11,7%)

4 grands types de centrales hydrauliques fournissent l’essentiel de la production hydraulique : les centrales au fil de l’eau, les centrales « éclusées », les centrales lacs et les STEP. Elles ont connu un fort développement de 1950 à 1990. La région Auvergne-Rhône-Alpes produit plus de 30% de l’hydroélectricité.

Diapo 13 – Productions par région et par type de centrale hydraulique

- **Les centrales au fil de l’eau** (2000 installations, principalement situées dans les plaines - Durée de remplissage de la retenue : moins de 2 heures). Elles produisent environ la moitié de la production hydraulique, principalement sur le Rhin et sur le Rhône. La production varie selon le débit du cours d’eau.

Les autres centrales sont des installations dotées de grands réservoirs :

- **Les centrales éclusées** (140 installations, principalement situées dans des lacs en aval de moyenne montagne. Durée de remplissage du réservoir : entre 2h et moins de 400 heures). Elles peuvent assurer une fonction de modulation journalière de la production électrique, voire hebdomadaire.

- **Les centrales lacs** (dans des lacs en aval de moyenne ou haute montagne. Durée de remplissage du réservoir supérieure à 400 heures) à plus grand réservoir encore, servent de stockage saisonnier.

- **Les centrales STEP** : Diapo 14 – Schéma d’une STEP

Les STEP, stations de transfert d’énergie par pompage, ont 2 réservoirs. Aux heures creuses, l’excès d’électricité sert à pomper l’eau du réservoir en aval vers le réservoir situé en amont. Puis l’électricité est produite en turbinant l’eau s’écoulant du réservoir du haut vers le réservoir du bas. Nous avons une dizaine de STEP. (Les 6 principales STEP, 5 GW mobilisables en moins de 10 minutes, exploitées par EDF, ont été mises en service dans les années 1970/0980, quand sont apparus les pics élevés de consommation, liés au fort développement du chauffage électrique. Elles produisent entre 6 et 7 TWh par an, soit l’équivalent de la production annuelle moyenne d’un réacteur nucléaire.)

⇨ Quel est le **potentiel restant** ? Les grandes centrales hydrauliques ont bien été développées, le potentiel restant est faible. En revanche, il reste du potentiel à exploiter en petite hydroélectricité et en rénovation d’installations existantes.

Par ailleurs, se pose la question du changement climatique. Des phénomènes de sècheresse pourraient entraîner une baisse de production plus ou moins importante de ces 4 types de centrales.

**Il existe d’autres types de centrales hydrauliques :**

Diapo 15 – **Centrale marémotrice de la Rance**

Nous avons une centrale marémotrice, celle de la Rance en Ille-et-Vilaine, exploitée par EDF et fonctionnant depuis 1966. Une centrale marémotrice exploite la forte différence de hauteur d’eau entre la marée haute et la marée basse (il y a 2 bassins séparés par un barrage).

Occupant l’estuaire sur 700 m de large, elle produit chaque année 4% de l’électricité consommée en Bretagne, soit l’équivalent de la consommation de la ville de Rennes. 80% de l’électricité est produite à marée descendante, lors de la phase de vidage de l’estuaire. La centrale connait de graves problèmes d’envasement.

⇨ Cette technologie, qui nécessite la construction de très grands barrages, bouleversant la biodiversité et entraînant de lourds investissements, n’est plus étudiée en France.

Diapo 16 – **Les hydroliennes**

Elles exploitent la force des courants, en mer ou en cours d’eau. Notre potentiel hydrolien, principalement en mer, a été estimé le 2ème d’Europe, après celui du Royaume-Uni.

Diapo 17 – L’hydrolienne d’Orléans

**En cours d’eau**, l’hydrolienne est relativement petite et elle est à moitié immergée.

Cette hydrolienne (50 kW, turbine d’1,20 m de diamètre, fabriquée à Cherbourg par HydroQuest et par CMN, Constructions Mécaniques de Normandie) a fonctionné dans la Loire à Orléans, de 2014 à 2018.

Diapo 18 – Les 4 hydroliennes sur le Rhône

4 hydroliennes (80 kW chacune, fabriquées par HydroQuest) sont en service depuis 2019 sur le Rhône à Caluire, près de Lyon. Elles permettent d’alimenter en électricité, hors chauffage, l’équivalent de 400 foyers. Elles sont testées pour 18 mois. (1,5 million d’euros - Production du parc : 1000 MWh/an - Coût de production : 150 € / MWh)

⇨ Hydroquest estime que **les sites potentiels pour développer l’hydrolien fluvial sont rares en France**, compte tenu des nombreux équipements déjà existant dans les fleuves. La société compte installer ses hydroliennes dans les pays émergents, en Amérique du Sud, Afrique, Asie.

Diapo 19 – L’hydrolienne au large de l’île d’Ouessant

**En mer** (rendement autour des 50%), les hydroliennes sont beaucoup plus grandes, et posées sur le fond marin. Au large d’Ouessant (Finistère, courant du Fromveur, île de 900 habitants accueillant annuellement environ 100 000 touristes), l’entreprise Sabella basée à Quimper a fabriqué et installé en 2015 une hydrolienne à 55 m de profondeur d’1 MW (soit1 000 kW, à comparer avec les 80 kW d’une hydrolienne du Rhône. Sa turbine fait 10 m de diamètre, à comparer avec le 1,20 m de celle d’Orléans. Elle est la 1ère hydrolienne à fonctionner en mer en France). En 2022, Sabella compte installer deux nouvelles hydroliennes (turbine de 12 m de diamètre) à proximité de la première.

Diapo 20 – L’hydrolienne au large de l’île de Bréhat

Une autre hydrolienne, d’1 MW également, a été installée en 2019 au large de l’île de Bréhat (Côtes d’Armor) à 35 m de fond par HydroQuest et CMN afin d’y être testée pour une durée d’un an. Selon ces sociétés, le gisement en France serait d’environ 3 GW.

Diapo 21 – Le courant Blanchard et le passage du Fromveur

Nous bénéficions de 2 puissants courants près des côtes françaises métropolitaines : le Raz Blanchard au large du Cotentin dans la Manche et le passage du Fromveur au large de l’île d’Ouessant.

Mais considérant le coût actuel relativement élevé de la production hydrolienne en mer (plus de 150 €/MWh), **le gouvernement a donné la préférence à l’éolien en mer**. **Il existe beaucoup plus de sites ventés en mer que de sites à forts courants de marée**.

(En 2018, le français Naval Énergies (filiale de Naval Group, ex DCNS) qui projetait d’installer 7 hydroliennes (16 m de diamètre de turbine) au Raz Blanchard a arrêté ses investissements dans l’hydrolien faute de soutien public.)

Diapo 22 – 4 hydroliennes installées par la société britannique Atlantis au large de l’Ecosse

Fin 2018, la Normandie a signé un accord avec l’entreprise britannique Simec Atlantis (basée en Ecosse) pour un projet d’implantation d’hydroliennes dans le courant Raz Blanchard. Atlantis projette d’installer 10 hydroliennes en 2021 et une centaine à partir de 2023, (totalisant 200 MW de puissance. L’État délivrera-t-il les autorisations nécessaires ?) Aucune subvention ne sera demandée. Atlantis a déjà installé 4 hydroliennes en 2017 au large de l’Ecosse (puissance d’1,5 MW, diamètre des pales : 18 mètres).

⇨ Les hydroliennes présentent des **inconvénients** : corrosion due au sel de la mer, formation rapide d’algues, de coquillages, difficulté d’entretien sous l’eau, mais de **grands avantages** : pas d’impact visuel, pas de bruit, pas de risque pour la faune (les pales tournent lentement), pas d’intermittence, bon rendement, production prévisible.

Diapo 23 – **Micro-turbines sur réseau d’eau potable**

⇨ Des micro-turbines peuvent être installées sur des réseaux d’eau potable. Pour que le débit soit assez important, le site doit s’y prêter, avoir un dénivelé suffisant.

Ainsi 3 micro-turbines ont été installées à Nice. Une 4ème est à l’étude. À terme, elles produiront l’équivalent de la consommation d’une ligne de tramway. Également à Annonay en Ardèche. **Il pourrait en être installé des milliers.**

Diapo 24 – **Énergie houlomotrice** – Projet HACE

L’énergie houlomotrice utilise les mouvements des vagues.

En France, le projet de la société HACE (Hydro Air Concept Energy, basée à 20 km au sud de Bordeaux) est soutenu par la région Nouvelle-Aquitaine. Il présente l’originalité de pouvoir exploiter même des vagues de petite et moyenne amplitude (0,5 à 2,5 m). La technologie expérimentée par HACE (depuis 5 ans) utilise le principe des colonnes oscillantes. Le mouvement d’eau entraîne un mouvement d’air, lequel entraîne une turbine. Cette énergie est d’autant plus intéressante que les vagues sont plus fortes l’hiver, quand les besoins électriques sont plus élevés.

Le coût du MWh serait inférieur à 50 €. Le prototype a été testé avec succès dans le port de La Rochelle. En 2020, il sera testé au large du Croisic, sur le site expérimental [SEM-REV, site européen d’essais en mer multi-technologies] de l’École centrale de Nantes. À suivre.

⇨ De nombreux brevets de technologie houlomotrice ont été déposés, différents prototypes houlomoteurs sont testés aux quatre coins du monde. **Le potentiel est important**. **À suivre**.

Diapo 25 – **LES POMPES À CHALEUR (PAC)** **– Schéma de fonctionnement**

Comme son nom l’indique, une PAC pompe de la chaleur. Son principe est de transférer de la chaleur d’un milieu à basse température (source froide) à un milieu à plus haute température (source chaude). Ce transfert de chaleur s’effectue grâce à un fluide circulant en circuit fermé (le fluide est tantôt à l’état liquide, tantôt à l’état gazeux).

La PAC comprend 4 éléments :

L’évaporateur – Dans l’évaporateur, les calories puisées à l’extérieur (air, eau ou sous-sol) transforment le fluide liquide (- 20°C) en gaz vapeur.

Le compresseur – Le compresseur comprime le gaz, entraînant son augmentation de température (jusqu’à 90°C).

Le condenseur – Le condenseur permet au fluide de transférer sa chaleur aux émetteurs de chaleur du logement à chauffer (radiateurs, ventilo-convecteurs, plancher chauffant, ballon d’eau chaude sanitaire). Le gaz se refroidit alors et repasse à l’état liquide.

Le détendeur – Le détendeur fait chuter la pression du gaz. Le fluide retrouve sa température initiale (– 20°C).

En inversant le processus, la PAC (dite réversible) peut faire fonction de rafraîchissant.

Diapo 26 – Différents types de PAC

Il existe **différents types de pompes à chaleur** selon la source froide et la source chaude :

- La PAC air-air : elle prélève les calories dans l’air extérieur et transfère cette énergie via des systèmes de diffusion d’air ;

- La PAC air-eau : comme la précédente, les calories sont puisées dans l’air extérieur [aérothermie] ; en revanche, elles sont ici transmises à des circuits d’eau, pour le chauffage ou l’eau chaude sanitaire ;

- La PAC eau-eau : elle prélève les calories dans l’eau (nappe d’eau souterraine, lac, cours d’eau) et transfère cette énergie via des circuits d’eau ;

- La PAC sol-eau dite aussi « géothermique » : elle récupère les calories du sous-sol (géothermie). En effet, plus on s’enfonce dans le sol, plus la température augmente.

Diapo 27 – PAC géothermique - Différents systèmes de captage

Il existe différents systèmes de captage : captage horizontal, captage vertical, captage sur nappe phréatique.

Une PAC est plus efficace quand l’écart de température entre la source froide et la source chaude est moindre. Un chauffage d’appoint est nécessaire quand cet écart est trop important.

Le **rendement d’une PAC** est exprimé par un **coefficient de performance** (COP). Un COP de 5 signifie que l’énergie thermique restituée pour le chauffage est 5 fois supérieure à l’énergie électrique consommée par le compresseur. Plus il est élevé, plus la PAC est performante. Il convient de choisir une PAC avec un COP supérieur à 5 ; il s’agit d’un important critère à prendre en compte lors de l’achat d’une PAC. Le COP constructeur est surévalué, il est calculé dans des conditions optimales.

2 millions de logements et bureaux sont équipés de PAC en France métropolitaine.

Diapo 28 – **L’ÉOLIEN**

Comme l’hydraulique, l’éolien ne concerne que le secteur électrique.

⇨ La France a le **meilleur gisement européen pour l’éolien te**rrestre et **le 2ème (après le Royaume-Uni) pour l’éolien en mer**. Notre potentiel éolien est très important, d’autant que la technologie progresse, les éoliennes sont de plus en plus performantes. En 2019, l’éolien a produit trois fois plus d’électricité que le solaire.

De nombreux projets ont été retardés ou abandonnés suite aux recours déposés par des opposants, souvent sous le principal prétexte de l’impact visuel. Mais la grande hauteur de ces machines est justifiée : elle leur permet de capter des vents plus forts et plus réguliers.

Diapo 29 – Productions selon les régions et évolution annuelle parc et production 2001 - 2018

Ce n’est que **depuis une quinzaine d’années** (2005) que le nombre d’éoliennes augmente rapidement. Les régions Hauts-de-France et Grand Est cumulent à elles deux près de 50% de la production éolienne.

Par ailleurs, la **diversité des vents** en France permet d’avoir une production éolienne quasiment à tout moment au niveau national, contrairement au solaire non productif la nuit. Le foisonnement des installations contribue à lisser les courbes de production.

Diapo 30 – Eco2Mix – exemple de productions – Productions électriques du 18 février 2020

Sur le site de RTE, l’application ECO2mix permet de voir les productions d’électricité par filière, par jour et par heure.

La bande bleu clair représente la production éolienne. Plus ou moins large, mais toujours présente. En revanche, le solaire, représenté par la montagne orange très aplatie, ne produit que sur une période restreinte de la journée.

Pour consulter cet intéressant site, saisir « eco2mix » sur le moteur de recherche, puis choisir l’onglet « Production ». Les données relevées sur le graphe montrent la production importante de l’éolien, particulièrement pendant la saison froide.

Diapo 31 – Éoliennes terrestres, éoliennes en mer

Les éoliennes peuvent être installées à terre ou en mer.

▪ Nous avons environ 8000 **éoliennes terrestres**, qui ont couvert en 2019 7,2 % de notre consommation électrique. (Fin juin 2019, 7 950 éoliennes terrestres réparties sur près de 1 380 parcs. Fin 2019, 16,5 GW, contre 15,1 GW en 2018. En 2019, elles ont produit 34,1 TWh, contre 27,8 TWh en 2018).

La PPE prévoit pour 2023 : 24,1 GW et pour 2028 : entre 33,2 et 34,7 GW, soit plus de 6500 mâts (hors renouvellement) – Elle prévoit de 2021 à 2024, +1,85 GW/an

▪ **En mer**, nous n’avons qu’une seule éolienne, bien que nous ayons 3 500 km de côtes (en France métropolitaine). Les éoliennes en mer peuvent bénéficier de vents plus forts et plus constants que sur terre. En revanche, le raccordement et l’entretien sont plus coûteux.

Est dite posée l’éolienne dont la fondation est soit posée sur le fond, soit enfoncée dans le fond marin. Une éolienne ne peut être posée que si la profondeur sous-marine n’excède pas la 40aine de mètres. Nous avons plusieurs projets de parcs d’éoliennes en mer posées : Courseulles, Fécamp, Saint Nazaire, Saint Brieuc, Dieppe-Le Tréport, Yeu et Noirmoutier, Dunkerque, un parc au large de la Normandie (d’1 GW), un au large d’Oléron.

La PPE, programmation pluriannuelle de l’énergie, prévoir l’installation d’1 GW/an d’éolien en mer.

Diapo 32 – Modèles d’éoliennes flottantes

L’éolienne flottante, comme son nom l’indique, a une fondation flottante, ancrée sur le fond marin. Du fait de la présence des câbles, la zone est interdite à la pêche. Contrairement aux parcs d’éoliennes posées où de larges couloirs sont aménagés en concertation avec les pêcheurs. Mais elle peut être installée à toute profondeur et elle n’impacte pas les fonds marins.

Une éolienne en mer flottante (éolienne Vestas de 80 m de haut – puissance 2 MW) a été installée au large (22 km) du Croisic, près de Saint Nazaire, ancrée à 33 m de fond. Le flotteur est en béton creux (il a été conçu par Ideol, une société basée près de Marseille). L’éolienne produit de l’électricité depuis fin 2018. Elle sera testée pendant 2 ans (sur le site expérimental Sem-Rev de l’École centrale de Nantes). Elle a résisté à la tempête Miguel, vagues de 8,5 m de haut et vents de plus de 100 km/h – Son facteur de charge (supérieur à 40%) permet de produire de l’électricité pour l’équivalent-logements de 1600 foyers, chauffage inclus (soit 4700 kWh/an/foyer en moyenne).

Il y a 4 projets de parcs d’éoliennes flottantes : 3 en Méditerranée et 1 en Bretagne (entre Groix et Belle).

⇨ Selon France énergie éolienne, le potentiel théorique en France s’élève à 120 GW, ce qui dépasse le potentiel de production de nos 58 réacteurs nucléaires [120 \* 0,40 \* 8760, soit 420 TWh].

**Emplois** – 600 entreprises et plus de 18 000 emplois (directs et indirects) sont liés à la filière éolienne. Études et développement : 5330 - fabrication de composants : 4120 - ingénierie et construction : 4930 – exploitation et maintenance : 3530.

**Coûts** – Éolien terrestre – Prix moyen lors du dernier appel d’offres : 63 €/MWh

Éolien en mer – projet du parc de Dunkerque attribué à EDF pour 44 €/MWh

À comparer avec le coût du nucléaire amorti : 62,6 €/MWh (source : Cour des Comptes, 2016) et le coût du nouveau nucléaire : 110 €/MWh (EPR Hinkley Point).

⇨ L’éolien est une **énergie de plus en plus compétitive**.

⇨ Par ailleurs, selon une récente étude internationale publiée en novembre 2019, à laquelle ont participé des chercheurs du CNRS et du CEA, les vents vont se renforcer dans l’hémisphère Nord. Cela ne peut qu’accélérer encore le développement de l’éolien. [*« A reversal in global terrestrial stilling and its implications for wind energy production »*] [sans doute de 3% par décennie et sans doute jusqu’à 2030]

En 2019, la France a augmenté ses capacités éoliennes de 1,4 GW, le R-U de 2,4 GW, l’Espagne de 2,3 GW et l’Allemagne de 2,2 GW. L’éolien a couvert 15% de la demande électrique de l’Union européenne.

Diapo 33 – **LE SOLAIRE - Sur bâtiment, sur sol, sur l’eau, sur divers objets**

L’énergie solaire est utilisée pour produire de l’électricité (solaire dit photovoltaïque ou PV) et pour produire de la chaleur (solaire dit thermique). Les panneaux ou films solaires peuvent être installés sur bâtiment, sur sol, sur l’eau, également sur divers objets.

Diapo 34 – **Le solaire photovoltaïque (PV)**

En France, nous utilisons essentiellement le solaire PV, et des panneaux au silicium. Le silicium est capable de générer de l’électricité sous l’effet de la lumière, des photons, d’où le nom « PV ».

Diapo 35 – Évolution du parc solaire PV de 2008 à 2019

Le développement du solaire PV est récent, la filière n’a vraiment démarré que depuis une dizaine d’années. En 2019, le PV a couvert 2,5% de la consommation électrique.

Fin 2018, puissance 8,5 GWc – Production 2018 : 10,2 TWh et facteur de charge solaire moyen : 15%.

Fin 2019 : 9,3 GWc – Production 2019 : 11,6 TWh et facteur de charge solaire moyen : 13,5%

Diapo 36 – Production solaire PV par région en 2019

Ce sont bien sûr les régions du sud les plus productrices d’électricité solaire : Nouvelle-Aquitaine, Occitanie, Provence-Alpes-Côte d’Azur. Le prix du solaire a beaucoup baissé. Il était autour des 330 € il y a 10 ans. Aujourd’hui : au sol, il est à moins de 60 €/MWh, sur bâtiment à moins de 80 €/MWh.

Centrale du Cestas en Gironde, de 300 MWc, sur 260 hectares : – 1ère version du projet en 2010 : 300 €/MWh ;

– Contrat passé en 2015 à 105 €/MWh

La loi Énergie-Climat, promulguée le 8 novembre 2019, instaure l’obligation d’installer des panneaux solaires sur les nouveaux entrepôts et supermarchés, et sur les ombrières de stationnement.

Diapo 37 – De nouvelles technologies prometteuses de production de cellules PV

⇨ De nouvelles technologies solaires PV, en cours de développement, sont très prometteuses :

- Les films organiques (OPV) – Au lieu de silicium, sont utilisés des dérivés du carbone, d’où leur nom. Ils sont ultraminces, flexibles, légers, semi-transparents. La pose est facile et rapide. Ils peuvent être mis sur toitures, surfaces vitrées, serres agricoles, objets divers. L’entreprise allemande Heliatek et la société française Armor, basée à Nantes, visent chacune une production annuelle d’un million de m2 de ces films solaires d’ici un ou deux ans. Rendement en laboratoire de 13%, mais sont visés à terme les 15%, contre 19 à 20% pour les panneaux classiques. Heliatek fait construire une usine à Dresde qui pourra commencer à produire mi-2020. Temps de retour énergétique (TRE) de ces panneaux : 4 à 6 mois, contre 1 à 2 ans, en fonction de l’ensoleillement, pour les panneaux classiques. En 2017, Heliatek a posé 500 m2 de ces films sur le toit du collège Pierre Mendès-France de La Rochelle, en les collant sur le toit en zinc.

- Les panneaux en pérovskite – également flexibles, ultralégers, plus ou moins transparents. De même rendement, voire de rendement un peu supérieur à celui des panneaux classiques, tout en étant moins chers. Ils produisent même à l’ombre, et ils sont applicables quasiment partout. Une usine de production de ces panneaux est construite en Pologne. 180 000 m2/an de panneaux y seraient fabriqués à partir de 2021. La pérovskite désigne une structure atomique particulière facile à obtenir en laboratoire. Des cellules PV peuvent être créées par simple impression à jet d’encre d’une couche de pérovskites.

- Les cellules à hétérojonction de silicium – Elles ont un rendement supérieur (24 %) à celui des panneaux classiques (19 à 20%) et sont plus rapides à fabriquer. Cette technologie est développée par le laboratoire Liten (laboratoire d’innovation pour les technologies nouvelles) du CEA (elle associe le silicium cristallin et le silicium amorphe). L’entreprise française Recom-Silia (basée à Lannion – Côtes d’Armor) projette la production de panneaux à hétérojonction.

Le couplage des deux dernières technologies pourraient permettre d’atteindre un facteur de charge dépassant les 30%.

Diapo 38 – **Le solaire thermique**

Un panneau solaire thermique capte les rayons du soleil pour réchauffer un fluide (généralement de l’eau mélangée à un antigel alimentaire, du glycol) placé sous les panneaux. Le fluide circule dans des tubes. Par le biais d’un échangeur thermique, il transmet ensuite sa chaleur à de l’eau.

L’eau chaude peut être utilisée : pour l’eau chaude sanitaire (c’est son principal usage en France), pour le chauffage central (radiateurs à eau ou plancher chauffant), ou pour un système combinant les deux.

Diapo 39 – Centrale solaire thermique de Chateaubriant (Loire-Atlantique)

Exemple – La grande centrale solaire thermique de Chateaubriant, commune de 12 000 habitants en Loire-Atlantique, a été mise en service en 2018. (Le projet a été financé à 70% par l’Ademe, sur le Fonds chaleur, et à 30% par la ville. 800 panneaux sont posés sur 2 200 m2. Les panneaux solaires sont de fabrication allemande (société KBB), mais la maîtrise d’œuvre, l’installation et l’exploitation (Engie) relèvent de sociétés françaises.

La centrale solaire alimente un réseau de chaleur urbain d’une dizaine de km, en complément d’une chaufferie bois. La chaufferie bois fonctionne en cogénération. Un stockage de 150 m3 permet de restituer la chaleur accumulée la veille et non utilisée. La centrale solaire produit 900 MWh/an, soit 3% de la production de chaleur. Le reste est fourni par la chaufferie bois pour 66% et le gaz pour 31%.

Une 2ème centrale de grande dimension sera construite à Pons en 2020 par l’entreprise Newheat de Bordeaux. Près de 1800 m2 de panneaux avec trackings (suiveurs solaires) seront installés. Un réservoir pour le stockage est prévu. Production estimée à 1000 MWh/an.

⇨ **Le potentiel solaire restant à développer est très important**, en PV et en thermique.

Il suffit de comparer nos chiffres avec ceux de l’Allemagne, pays beaucoup plus avancé que le nôtre pour le développement des ENR. Leur production solaire est nettement plus importante bien que leur pays soit moins ensoleillé et que leur territoire soit plus petit. Leur solaire PV couvre 8% de leur consommation électrique, contre 2,5% en France. En solaire thermique, ils ont 19 millions de m2 de capteurs, contre 3 millions de m2 en France.

⇨ **PPE** – Solaire PV (fin 2019 : 9,4 GWc) : 20,1 GWc en 2023, et entre 35,1 et 44 GWc en 2028, principalement en solaire au sol. L’Allemagne avait déjà 46 GWc fin 2018.

**Diapo 40 – LA GÉOTHERMIE PROFONDE**

Il s’agit ici de géothermie profonde, à distinguer avec la géothermie superficielle exploitée par une pompe à chaleur.

▪ Excepté une centrale électrique en Guadeloupe et une autre en Alsace, la géothermie profonde est utilisée en France pour la production de **chaleur**. La chaleur du sous-sol augmente d’une température de 3 à 4°C tous les 100 mètres de profondeur. Le principe est simple. Par un puits vertical, de l’eau est pompée dans une nappe souterraine, généralement située vers 1800 m de profondeur. Elle est ensuite acheminée jusqu’à un échangeur thermique situé en surface. Via cet échangeur, la chaleur de l’eau du sous-sol est transmise à l’eau d’un réseau de chaleur urbain. Un second puits renvoie l’eau refroidie 1 ou 2 km plus loin dans la nappe (suffisamment loin pour ne pas refroidir la nappe d’eau utilisée), plus rarement en surface.

⇨ De production constante, une centrale géothermique occupe peu de place, n’émet ni gaz à effet de serre, ni bruit... mais une telle installation n’est pas réalisable n’importe où.

Diapo 41 – Carte des potentiels de gisements de géothermie profonde

Elle nécessite l’existence d’un grand aquifère d’eau, de température comprise entre 50 et 90°C. Les gisements se trouvent essentiellement dans le bassin parisien, en Aquitaine et en Alsace. D’autres zones seraient à explorer. Dans le bassin aquitain, le potentiel inexploité serait important.

Actuellement, est en service une 40aine de réseaux de chaleur géothermique, dont une 30aine dans le bassin parisien. Ils ont essentiellement été développés dans les années 80 suite aux chocs pétroliers.

▪ Pompée plus profondément, entre 3 000 et 5 000 mètres, l’eau sort à plus de 150°C et elle peut servir à générer de **l’électricité**. Si le rendement est excellent (90%) pour la production de chaleur, il est faible (15%, moins encore l’été) pour la production électrique.

Nous avons 2 sites de production d’électricité : l’un en Guadeloupe (15 MW répartis sur 2 sites), l’autre étant en Alsace du nord (à Soultz-sous-Forêts, géothermie en roches sèches, 1,5MWe, 3 forages de 5000 m, eau puisée à 200 degrés, mise en service en 2008).

Diapo 42 – Centrale géothermique de Bouillante en Guadeloupe

En Guadeloupe, la centrale est située près du volcan de la Soufrière (à 15 km) dans la commune de Bouillante. (Le fluide à haute température est prélevé à une profondeur comprise seulement entre 500 et 1 000 m). Elle produit environ 5% de la production électrique de la Guadeloupe (en 2016 – soit l’équivalent de la consommation annuelle de 20 000 foyers guadeloupéens).

Diapo 43 – Centrale géothermique en construction à Illkirch (banlieue de Strasbourg)

▪ Dans la banlieue de Strasbourg, il y a 3 projets de centrales géothermiques, produisant **chaleur et électricité** (Illkirch, Eckbolsheim et Vendesheim). Celle d’Illkirch est en cours de construction. Le forage atteint 3 000 m de profondeur. (L’eau puisée à 150 degrés permettra de fournir en 2021 de la chaleur pour l’équivalent de 13 000 logements et de l’électricité pour l’équivalent de 2 600 logements). À terme, les 3 centrales devraient fournir le chauffage pour l’équivalent de 23 000 logements et l’électricité pour l’équivalent de 5 000 logements.

Strasbourg est la seule ville à développer un tel projet en France, lequel est favorisé par les caractéristiques locales du sous-sol : failles des roches du fossé rhénan où l’eau circule à haute température.

⇨ La réalisation d’un site de captage de géothermie profonde requiert de **très lourds investissements**. Dans la PPE, Programmation pluriannuelle de l’énergie, l’État met fin aux subventions accordées à la production d’électricité (non à celles pour la production de chaleur) par la géothermie profonde, estimant le coût de production trop élevé [246 €/MWh en 2015].

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

En conclusion, les énergies renouvelables peuvent avantageusement remplacer fossiles et nucléaire, en y ajoutant interconnexions, moyens de stockage et maîtrise des consommations.

Il est essentiel de consommer moins d’énergie. Moins consommer d’énergie, moins et mieux consommer les ressources terrestres (achats, alimentation, déplacements, chauffage…). Au lieu de prôner la croissance, il est essentiel de prôner la sobriété.

De toutes les énergies, l’impact environnemental des renouvelables est la plus faible.

Affichant des prix de plus en plus compétitifs, les ENR vont peu à peu s’émanciper des aides de l’État. Se multiplient les contrats d’approvisionnement directs, sans subventions publiques. Une entreprise passe un contrat d’achat d’électricité avec un producteur d’ENR. Depuis 2016, le total des investissements mondiaux dans les ENR dépassent ceux réalisés dans les énergies fossiles (pétrole, charbon, gaz) et le nucléaire. Opter pour les ENR est devenu un choix économique, elles reviennent moins chères que les autres technologies, et elles sont génératrices d’emplois non délocalisables.

Chantal Bourry – février 2020

**ANNEXES**

**1- Part des énergies renouvelables (ENR) dans la consommation finale d’énergie**

**2- Conclusions de deux rapports publiés par l’Ademe (en 2015 et 2018)**

**3- La contribution au service public de l’électricité (CSPE)**

**4- Secteur de la chaleur**

**5- Équilibre offre/demande – Stockage (mobilité ou stationnaire)**

**6- Allemagne**

**7- Productions électriques en 2019 et comparées avec l’année 2018**

**1- Part des énergies renouvelables (ENR) dans la consommation finale d’énergie**

Dans la consommation finale brute d’énergie, la part des ENR est de 16,6% (Union européenne : 18%). Dans le Paquet Énergie Climat, directive 2009 du Parlement européen, l’objectif visé par la France était de 23% en 2020. Nous en sommes loin. Notre nouvel objectif est de 34% en 2030.

**2- Conclusions de deux rapports publiés par l’Ademe (en 2015 et 2018)**

**2015 *« Un mix électrique 100% renouvelable ? »***

*« Le productible maximum théorique, calculé à partir des facteurs de charge régionaux de chaque filière, est de 1 268 TWh »,* soit le triple de la demande annuelle.

Son cas de référence 100% renouvelables comprend : 63% d’éolien, 17% de solaire, 13% d’hydraulique et 7% bioénergies renouvelables (et géothermie).

**Étude 2018** – En décembre 2018, l’Ademe a publié une étude sur la période 2020-2060. Elle analyse plusieurs scénarios de développement des ENR et de prolongation du parc nucléaire. Selon cette étude, la construction de nouveaux réacteurs type EPR n’est pas une option à retenir du fait du manque de compétitivité à terme du nucléaire.

D’ici 2035, voire avant, l’éolien et le solaire n’auront plus besoin de soutien public. Évolutions technologiques, baisse des coûts de stockage, amélioration du réseau électrique. Même si la France comptait 15 millions de VE en 2035. Développer massivement les ENR (d’ici 2060) est la meilleure façon de produire une électricité à un coût réduit, qui soit la moins chère possible pour les Français.

**3- La contribution au service public de l’électricité (CSPE)**

La CSPE s’élève en 2020 à 7,9 milliards d’euros. Ce montant peut être comparé avec celui de la CCE (contribution climat énergie – 44,60 €/tonne de CO2 émise) – dite taxe carbone – qui a rapporté 10 milliards en 2018.

La CSPE comprend 65% de soutien aux ENR. Les 7,9 milliards incluent 2,6 milliards de soutien au solaire et 1,1 milliard de soutien à l’éolien.

Des contrats relatifs au solaire photovoltaïque ont été passés pour 20 ans à prix très élevés. En 2010, les tarifs de rachat étaient de 31,4 c€/kWh pour les installations au sol, et entre 50 et 58 c€/kWh pour celles sur toitures, tandis qu’aujourd’hui, le tarif de rachat n’est que de 10 c€/kWh.

**4- Secteur de la chaleur**

Objectifs de production de chaleur à partir des ENR – Projet PPE– (en TWh)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **ENR** | **2017** | **2028** |
| **Biomasse (bois énergie et déchets)** | 120 | 157 ; 169 |
| **Pompes à chaleur** | 27 | 44 ; 52 |
| **Biogaz (injecté inclus)** | 4 | 12 ; 18 |
| **Géothermie profonde** | 2 | 4 ; 5,2 |
| **Solaire thermique** | 1,2 | 1,9 ; 2,5 |
| Totaux | 154,2 TWh | ~ 233 TWh |

Il est prévu une consommation totale de chaleur de 579 TWh (740 TWh en 2017).

Fin 2018, la France disposait de 781 réseaux de chaleur (gaz naturel 37% - déchets 25% - biomasse 22% - géothermie 5% - charbon 5% - autres ENR&R 4% - fioul  2%).

L’Ademe estime que chaque année, se perdent 120 TWh de chaleur : UIOM (unités d’incinération des ordures ménagères), datacenters (156 dont 56 en région parisienne), stations d’épuration, chaleur des industries, blanchisseries, etc.

L’Ademe gère un Fonds chaleur depuis 2009. En 2020, les crédits alloués s’élèvent à 350 millions d’euros. Ce fonds finance les projets de production de chaleur à partir d’ENR&R (ENR et Récupération d’énergie) ainsi que les réseaux de chaleur liés à ces installations.

**5- Équilibre offre/demande – Stockage (mobilité ou stationnaire)**

Il y a toujours eu des fluctuations des productions et des consommations. Les ENR constituent des fluctuations supplémentaires. Pour équilibrer offres et demandes d’électricité, différents moyens existent, d’autres sont à développer.

- **Interconnexions** entre régions, entre pays. Depuis toujours, RTE (8500 salariés – le plus grand réseau d’Europe) est chargé de gérer l’équilibre offre/demande d’électricité. 50 liaisons transfrontalières connectent le réseau français aux pays voisins. Au niveau européen, l’ENTSO-E regroupe les 41 gestionnaires de réseaux de transport de 34 pays. L’Europe prévoit des investissements importants dans les interconnexions car c’est un des moyens de pallier à la variabilité des ENR. Transporter l’électricité d’une région en surplus vers une autre en demande.

- **Centrales hydrauliques à réservoir(s)**, bien développées en France, c**omplémentarité des ENR** (ex : solaire et éolien).

- **Batteries**

- Lithium-ion – durée de vie 10 ans – peu sûres – chères – recyclage difficile ;

- Zinc-air – moins chères, plus sûres, recyclables, mais temps de charge plus long (plutôt pour stockage stationnaire) ;

- Sodium-ion – moins chères que lithium-ion, taux de charge rapide, durée de vie 3 fois plus longues, mais peu denses (plutôt pour véhicules lourds ou stockage stationnaire) ;

- Solides – Pour véhicules : plus puissantes, temps de charge rapide, peu chères, plus légères que les lithium-ion.

Quand les batteries des véhicules électriques deviennent trop faibles (manque d’autonomie), elles peuvent être récupérées pour du stockage stationnaire (10 ans de plus). Elles sont rapides, très efficaces pour stabiliser le réseau.

- **Hydrogène**

- Dans la banlieue de Bordeaux, HDF (Hydrogène de France) va lancer une usine de production de piles à combustible d’ici 2022 (15 millions d’euros, 100 emplois) – 50 MW/an dans un premier temps. Piles à combustible de plus d’1 MW – Pour mobilité et applications stationnaires.

- Dans la Marne, Haffner Energy (société française) va produire de l’hydrogène à partir de biomasse.

- En Vendée, l’entreprise nantaise LHYFE va produire de l’hydrogène avec de l’électricité d’un parc de 8 éoliennes (Bouin, à 30 km au SO de Nantes) – Sera vendu à la pompe 10 €/kg d’hydrogène, soit 100 km. Ce site sera complété par une station à H2 à La Roche-sur-Yon (à 50 km au SE de Bouin) qui pourra alimenter lignes de bus et utilitaires de la collectivité (bennes à ordures ménagères). Mise en service prévu en 2021. Lhyfe envisage de multiplier ses sites. L’hydrogène sera produit par électrolyse à partir de l’éolien, du solaire PV, de l’hydraulique, ou par thermolyse de la biomasse solide.

Technologie Power to Gas : l’électricité (power) utilisée pour l’électrolyse de l’eau permet d’obtenir de l’H2 (gas), qui peut être soit injecté dans le réseau de gaz (testé près de Dunkerque), soit stocké, soit servir dans une pile à combustible pour produire de l’électricité, soit servir à la production de méthane, avec ajout de CO2 (testé à Fos-sur-Mer, projet Jupiter).

Selon une étude de l’Ademe de début 2020, le stockage par batteries a un bien meilleur rendement (70%) que le Power-to-H2-to-Power (rendement total entre 25 et 30%).

- **Roches volcaniques** (roches très abondantes) – technologie de stockage d’électricité développé par l’allemand Siemens-Gamesa : ETES (electrical thermal energy storage).

À partir d’ENR ou de chaleur récupérée en industrie, obtention (par sorte de sèche-cheveux) d’air chaud soufflé dans une enceinte isolée thermiquement contenant 1000 tonnes de roches volcaniques concassées, ainsi portées à 600°C. Cette chaleur peut être récupérée pour un processus industriel (rendement 98%) ou servir à faire tourner des turbines à vapeur et à produire de l’électricité (rendement du cycle complet : 45%).

Technologie moins coûteuse que les batteries lithium-ion. Permet de stocker l’électricité pendant plusieurs semaines. Durée de vie de l’installation : 30 ans (batteries : 10 ans). Testée en 2022. Stade commercial prévu pour 2025.

**6- Allemagne**

83 millions d’habitants (France 67 millions, soit 16 millions de plus).

357 000 km2 (France métropolitaine 549 000 km2, soit 192 000 km2 de plus)

En 2019**,** excédent commercial de 230 milliards d’euros – France : déficit commercial de 58,9 milliards d’euros (dont 30 milliards avec la Chine, pays qui utilise le plus de charbon au monde).

En 2019, excédent budgétaire de 13,5 milliards d’euros – France : déficit budgétaire de 93 milliards d’euros.

Taux de chômage : 5% (France : 8%) – Selon un indicateur de l’OCDE (2018), la proportion de travailleurs pauvres en Allemagne serait de 3,7%, contre 7,1% en France. L’indicateur prend en compte les revenus du *ménage*, après intégration de l’ensemble des revenus perçus dans le foyer.

Industrie – La part du secteur industriel dans la formation du PIB (hors construction) s’élève à 25,8%, contre 10% en France (niveau le plus bas de l’Union européenne, Grèce exceptée), moyenne de l’Europe : 20%. En France, la contribution du secteur industriel à la formation du PIB est passée de 25% en 1975 (plus de 6 millions d’emplois) à 10% aujourd’hui (2,7 millions d’emplois).

En 2018 – Les ENR (219 TWh) ont compté pour 40,4% dans la production électrique (\* 2 par rapport à 2010) et couvert 43% de la demande d’électricité. Charbon (lignite et houille) : 38%

Éolien : 59 GW dont 6 GW en mer – Production : 111 TWh – 20,4% de la production électrique

Éolien 2019 – La France a installé 1,4 GW supplémentaire, l’Allemagne 2,2 GW supplémentaires.

Solaire photovoltaïque : 46 GW – Production : 46 TWh – 8,4% de la production électrique ;

Biomasse : 8 GW – Production : 44,8 TWh – 8,3% de la production électrique ;

Hydraulique : 10,3 GW – Production : 17 TWh – 3,2% de la production électrique.

Leur objectif 2020 en ENR (35%) a été largement dépassé (40,4%) - Objectif 2030 : 65%.

Le nucléaire produit encore 72 TWh d’électricité, soit 13% de la production électrique.

En 2019, le pays a exporté 75 TWh d’électricité et importé 38 TWh, soit un solde de 37 TWh.

L’Allemagne dispose d’interconnexions avec 12 pays, totalisant une capacité de 20 GW (à comparer avec max conso 80 GW). Elle a importé 11 TWh de France et exporté 3 TWh vers la France.

Les taxes représentent 48,6% du prix final. Pour justifier le choix nucléaire, la France a toujours souhaité que son électricité apparaisse comme moins cher que celle des voisins.

Gaz à effet de serre (GES) – L’Allemagne s’était fixé une baisse de 40% de ses émissions de GES en 2020 par rapport à 1990. En 2019, elle atteint 35%.

**7- Productions électriques en 2019 et comparées avec l’année 2018**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| FRANCE 2019  Production nette : 537,7 TWh | **% Prod** | **Production** | **Couv conso** | **Puissance** (2018) | **/ 2018** | **soit :** |
| NUCLEAIRE | 70,6% | 379,5 TWh |  | 63,1 GW | - 3,5 % | - 13,7 TWh |
| HYDRAULIQUE | 11,2% | 60 TWh  (55,5 ENR) | 11,7% | 25,6 GW  (+ 21 MW) | - 12 % |  |
| EOLIEN | 6,3% | 34,1 TWh | 7,2% | 16,5 GW  (+ 1360 MW) | + 21,2 % | + 6,3 TWh |
| SOLAIRE | 2,2% | 11,6 TWh | 2,5% | 9,4 GW  (+ 890 MW) | + 7,8 % | + 1,4 TWh |
| BIOENERGIES - Biomasse : 2,7 TWh - Biogaz : 2,6 TWh - Déch ménagers : 4,4 TWh  (2,2 ENR et 2,2 non ENR)  - Déch papeteries : 0,2 TWh | 1,8% (1,4% ENR) | 9,9 TWh  (7,7 ENR) | 1,6% | 2,1 GW  (+ 75 MW) + 23 biomasse + 39 biogaz + 20 déch mén - 6 déch papet | + 3,6 % |  |
| GAZ | 7,2% | 38,6 TWh |  | 12 GW  (+ 45 MW) | + 23,8 % | + 7,2 TWh |
| FIOUL | 0,4% | 2,3 TWh |  |  |  |  |
| CHARBON | 0,3% | 1,6 TWh |  |  |  |  |

La production des énergies renouvelables (108,9 TWh) couvre 23% de la consommation d’électricité.

En 2019, elles ont fourni 20,3% de la production totale électrique (108,9 TWh sur 537,7 TWh).

Selon la PPE, la part des ENR dans la production électrique devra atteindre 40 % d’ici 2030.

Dans les ENR, l’hydraulique a produit 51 %, l’éolien 31,3%, le solaire 10,7 %, les bioénergies 7 %.

Facteur de charge éolien : 24,7% en 2019 (22,8% en 2018)

Facteur de charge solaire : 13,5 % (15 % en 2018)

Production nette + importations – exportations – pompage = consommation brute d’électricité

537,7 TWh + 28,3 TWh – 84 TWh – 8 TWh = 474 TWh