

# DÉBAT PUBLIC PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

DU 19 MARS AU 30 JUIN 2018



THIERRY DE LAROCHELAMBERT

Professeur associé, chercheur à l'Institut FEMTO-ST (CNRS -UMR 6174), Département ENERGIE (Pôle de Recherche « Dispositifs magnétocaloriques »)

Chaire Supérieure de Physique et Chimie

Docteur en Energétique

Fondateur d'Alter Alsace Energies

Membre de Global Chance

« Chaque génération, sans doute, se croit vouée à refaire le monde. La mienne sait pourtant qu'elle ne le refera pas. Mais sa tâche est peut-être plus grande. Elle consiste à empêcher que le monde ne se défasse ». Albert Camus – Discours de Suède, 1957

## CONTRIBUTION

### VERS UN SYSTEME ENERGETIQUE EFFICACE POUR LA FRANCE

#### FAIRE DES CONTRAINTES UNE CHANCE POUR NOTRE PAYS

Le changement climatique accéléré que subit toute la biosphère nous oblige : l'injection massive des gaz à effet de serre par l'humanité depuis le début de l'ère industrielle dans la mince couche atmosphérique projetée à très court terme l'humanité et le monde vivant dans la perspective d'un dérèglement irréversible et chaotique du climat sous l'effet des rétroactions amplificatrices de la biosphère entre les forçages radiatifs puissants de ces gaz et la température de l'atmosphère et des océans, au risque de la rendre brutalement inhospitalière pour l'humanité elle-même. C'est la contrainte la plus importante à laquelle les pays industrialisés ou en voie d'industrialisation doivent répondre en réduisant drastiquement toutes leurs émissions de gaz à effet de serre dès aujourd'hui, et dans des proportions gigantesques dans les 30 prochaines années (division par 5 pour les pays très émetteurs, et par 2 à 4 pour les autres).

C'est un défi unique et vital pour l'humanité : il n'y aura pas de seconde chance, pas de droit à l'essai ni à l'erreur car le réchauffement irréversible est à l'horizon du siècle et la prochaine glaciation hors de portée (> 100 000 ans). L'urgence climatique s'impose à tous.

C'est aussi une chance unique pour l'humanité toute entière de refonder sans tarder son développement en termes de soutenabilité et de symbiose avec la biosphère, et de sortir des dogmes productivistes, scientistes, transhumanistes de la démesure (*hubris*) destructrice.

#### PENSER LA STRUCTURE ENERGETIQUE

Le cadre volontairement restrictif du débat public de la PPE ne saurait à cet égard tenir de feuille de route si les PPE 2019-2023 et 2023-2028 ne s'inscrivent pas dans la perspective du long terme pour relever efficacement ce défi climatique : il faut planifier dès aujourd'hui les structures énergétiques locales, nationale et européenne de demain. C'est l'objet de cette contribution.

# VERS UN SYSTEME ENERGETIQUE EFFICACE POUR LA FRANCE

Les retours d'expérience des pays européens les plus avancés dans la transition énergétique (Danemark<sup>1</sup>, Suède<sup>2</sup>, Norvège, Autriche, Allemagne<sup>3</sup>, Suisse<sup>4</sup>, etc.) et les recherches scientifiques menées simultanément dans ces pays ainsi que dans de nombreux centres de recherche (sur les réseaux intelligents<sup>5</sup>, l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables (EnR), les coûts prévisionnels de l'énergie<sup>6</sup> et les scénarios énergétiques 100% renouvelables à l'horizon 2050<sup>7</sup> en réponse au réchauffement climatique) permettent d'élaborer aujourd'hui une stratégie solide pour la France.

Le projet ci-dessous prend en compte tous ces éléments et propose une démarche progressive pour la mise en place d'un système énergétique à long terme, planifiée démocratiquement par étapes de manière rationnelle, efficace, économique et soutenable pour notre pays. Les points suivants seront développés successivement.

## 1. Quelle transition énergétique ?

De quoi parlons-nous ?

## 2. Vers le Smart Energy System français

Quelle forme doit prendre le système énergétique français pour devenir efficace et soutenable en jetant les bases des emplois de demain, assurant l'indépendance énergétique réelle de la France, l'équilibre des échanges européens et le développement local ?

## 3. Quelle trajectoire pour les PPE ?

Les scénarios proposés sont-ils à la hauteur des enjeux ?

## 4. Méthodologie de la planification des PPE

Quelles mesures à court et moyen terme retenir ? Quels modes de planification (structurels, économiques, technologiques, scientifiques) engager ? Quelles échelles (locale, nationale, transnationale) adopter ?

## 1. QUELLE TRANSITION ENERGETIQUE ?

### 1.1. Relever le défi climatique

Confrontés aux prévisions scientifiques internationales très alarmantes sur le réchauffement global du climat à l'horizon 2100<sup>8</sup> et néanmoins considérées aujourd'hui comme encore sous-estimées par de nombreux climatologues<sup>9,10</sup>, la communauté internationale a décidé d'agir sans plus attendre pour infléchir au plus vite leurs trajectoires énergétiques, abaisser fortement leurs émissions des gaz à effet de serre (GES) à travers les COP successives, les Roadmap européennes<sup>11</sup> et les plans nationaux énergie-climat.

C'est à cette trajectoire vertueuse vers une économie mondiale « décarbonée » – c'est-à-dire sans émissions de GES – que se réfèrent les « transitions énergétiques » nationales, en particulier française.

Pour autant, suffit-il de réduire, même fortement, nos émissions de GES, de réduire nos vitesses de déplacement, de capturer le CO<sub>2</sub> à la sortie des centrales thermiques, des chaufferies, des cokeries, des cimenteries et de mieux isoler nos bâtiments pour voir baisser la courbe exponentielle de l'élévation de température globale de la troposphère et éloigner la menace implacable de la catastrophe climatique annoncée ?

La réponse générale des climatologues est clairement négative<sup>12</sup> : l'action à entreprendre par l'humanité doit être massive, coordonnée, rapide et volontariste pour être à la hauteur du défi du réchauffement global.

En conséquence, il est essentiel que les transitions énergétiques nationales soient rigoureusement planifiées et efficaces pour espérer résoudre à temps le problème climatique mondial<sup>13,14</sup>.

### 1.2. Eliminer GES et rejets thermiques sans attendre

Les transitions énergétiques doivent par conséquent :

- éliminer les émissions de GES rapidement et massivement dans les processus de consommation d'énergie finale et de production des vecteurs d'énergie utilisés ;
- éviter le recours aux énergies fossiles pour la production d'énergie finale (chauffage, électricité spécifique,

mobilité) ;

- éviter l'utilisation de méthodes agricoles productivistes recourant aux intrants industriels (engrais, pesticides) fortement consommatrices de ressources minérales et fossiles, et fortement émettrices de GES (N<sub>2</sub>O, CH<sub>4</sub>, NO<sub>x</sub>, etc.) ;
- éviter les processus gaspillant les ressources biologiques et minérales ;
- éviter les gaspillages structurels d'énergie et de chaleur dans les processus de production d'énergie finale (centrales thermiques de production électrique sans cogénération) et de consommation d'énergie finale (chauffage électrique) ;
- considérer l'eau comme une source de vie à préserver et économiser, et non comme une ressource comme une autre à consommer et rejeter ;
- instaurer systématiquement le recours massif à l'économie circulaire pour recycler les matériaux, les matières premières, les énergies fatales ;
- développer rapidement et massivement les systèmes de production énergétique renouvelable locale pour la couverture efficace des besoins en énergie finale (chaleur, électricité, travail), les plus à même de préserver l'environnement, les ressources biologiques, avec les temps de retour énergétiques les plus courts et les émissions de GES les plus faibles<sup>15,16</sup> (voire négatives) de tout autre mode de production énergétique ;
- réduire et éliminer rapidement les rejets thermiques inutiles dans l'environnement en supprimant les productions d'électricité thermique sans cogénération. L'impact des rejets thermiques des centrales électriques (et plus particulièrement nucléaires dont le rendement énergétique maximum de 33% est le plus faible, soit 2 GW thermiques rejetés dans l'environnement pour 1 GW électrique produit) sur le réchauffement local mais aussi global est en effet loin d'être négligeable<sup>17,18,19</sup> ;
- coupler étroitement les réseaux de distribution d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid) entre eux et les stockages d'énergie pour maximiser l'efficacité.

### 1.3. Les faiblesses structurelles de la France

Les faiblesses du système énergétique français actuel au regard des orientations décrites précédemment pour construire la transition énergétique de la France doivent être clairement analysées et mises en évidence pour y remédier et orienter efficacement les investissements de la prochaine décennie.

Elles sont d'abord et principalement d'ordre structurel :

#### 1.3.1. Absence de cogénération

Contrairement à la plupart des pays européens et particulièrement nordique (le Danemark étant le plus avancé dans ce domaine), la France a très peu développé les systèmes de cogénération pour la production thermique d'électricité ; pire, *la part de la cogénération dans la production électrique française ne cesse de baisser* : elle est tombée à 2% en 2016 (11 TWh sur un total de 533 TWh)<sup>20</sup> alors qu'elle représente pratiquement 100% de l'électricité d'origine thermique au Danemark produite dans les grandes centrales de cogénération (CHP, combined heat and power station) et les innombrables petites unités de cogénération locales rurales.

La cogénération est pourtant le premier levier de l'efficacité énergétique des systèmes nationaux, puisqu'elle permet d'atteindre des *rendements énergétiques excellents*, de l'ordre de 94% pour les cogénérateurs les plus récents.

#### 1.3.2. Des réseaux de chaleur lacunaires

Alors que les réseaux de chaleur sont un des leviers majeurs de l'efficacité énergétique pour éliminer les énergies fossiles en injectant massivement les énergies renouvelables locales, la France ne s'équipe que très lentement en réseaux de chaleur urbains et quasiment pas en réseaux de chaleur ruraux (environ 650 réseaux en 2016, représentant environ 20 GW<sub>th</sub>, ont délivré 2,1 Mtep de chaleur alimentés en énergies fossiles à près de 50%).

La part de chaleur fournie par réseaux de chaleur est encore très minoritaire en France dans le secteur résidentiel et tertiaire (seulement 6% des besoins en chauffage), alors qu'elle atteint respectivement 43,7% et 71,0% au Danemark par exemple.

#### 1.3.3. Le choix pénalisant du chauffage électrique

Le chauffage électrique a été fortement encouragé en

France depuis le début du programme nucléaire en 1974, alors qu'il présente une très faible efficacité énergétique du fait du rendement thermique excécrable des centrales nucléaires (33%), ou celui des centrales thermiques fossiles (45% à 60%), des pertes dans la distribution dans les lignes électriques (7,6%).

Le chauffage électrique, qui équipe encore aujourd'hui 34% des résidences principales et 26% des locaux tertiaires, constitue un lourd handicap structurel et économique, autant qu'un véritable gaspillage énergétique pour notre pays. Il entraîne de fait une *surconsommation d'électricité* pénalisante de 7,08 MWh/an par Français (à titre de comparaison, un Danois ne consomme que 5,43 MWh/an d'électricité). Elle est accrue par la *mauvaise isolation thermique des bâtiments* : les logements résidentiels au Danemark consomment 170 kWh/m<sup>2</sup> par an d'énergie finale contre 220 kWh/m<sup>2</sup> par an en France, alors que les besoins de chauffage sont nettement plus élevés au Danemark (DJU moyens : Danemark 3194, France 2327), ce qui traduit une efficacité d'isolation et de chauffage des logements danois globalement 1,78 fois plus élevée.

Le chauffage électrique pose en outre un problème majeur au réseau électrique, celui des *pointes de puissance électrique* démesurées appelées en hiver (94,2 GW en janvier 2017 ; 102,1 GW en février 2012), très fragilisantes pour le réseau THT français et les interconnexions : c'est une situation sans commune mesure avec tous les autres pays européens (en comparaison, les pointes de consommation électrique appelées en Allemagne sont de l'ordre de 82 GW pour une population de 82,5 Mha).

Cette fragilité induite par le chauffage électrique se traduit par la *très forte sensibilité au froid de la charge du réseau* (+2,4 GW par °C de baisse des températures).

#### **1.3.4. Le poids démesuré de l'électricité nucléaire**

Alors que l'électricité nucléaire ne fournit qu'une faible fraction de la consommation d'énergie finale française (17,9%), elle pèse encore pour 72% de la production électrique. Elle risque d'empêcher l'injection massive des énergies renouvelables variables sur le réseau du fait du vieillissement du parc nucléaire.

En effet, une modulation importante de puissance des

réacteurs par suivi de charge accroît la fatigue thermique des aciers des cuves et couvercles des réacteurs fragilisés par des décennies de fluence neutronique<sup>21,22,23,24,25</sup>, ainsi que la fatigue thermique des conduites primaires et des générateurs de vapeur<sup>26,27</sup> ; elle augmente le taux de fissuration des pastilles et des gaines en zircalloy des barres de combustibles (donc la contamination radioactive du circuit primaire)<sup>28,29</sup>, l'oxydation de ces gaines<sup>30</sup> et accroît dangeureusement le risque de rupture brutale des cuves sous pression par propagation soudaine des fissures existantes lors de chocs thermiques sous contrainte<sup>31,32</sup>.

Les études scientifiques citées ci-dessus montrent en particulier les difficultés à prévoir et à cerner statistiquement et physiquement l'évolution du comportement mécano-thermique sous irradiation neutronique des aciers des cuves, des couvercles, des vis au-delà des fluences limites prévues après 40 ans de fonctionnement (7,3.10<sup>19</sup> neutrons reçus par cm<sup>2</sup>)<sup>33</sup>. Elles constatent que certains composants internes peuvent subir des dommages (80 déplacements par atomes) correspondant à plusieurs milliers de fois ceux de la cuve. Si la plupart des études relatent clairement et honnêtement les incertitudes scientifiques sur la faisabilité d'un prolongement des cuves nucléaires jusqu'à 60 ans<sup>34</sup>, d'autres envisagent de le pousser jusqu'à 80 ans<sup>35</sup> par suivi expérimental de fragilisation, reconstitution d'éprouvettes brisées, de nouveaux capteurs, ce qui ne laisse pas de s'interroger sur le degré de conscience de leurs auteurs quant aux risques potentiels impliqués.

De nombreuses études expérimentales et numériques françaises montrent par ailleurs que la température de transition ductile-fragile  $RT_{NDT}$  des aciers 16MND5 qui constituent la majorité des cuves nucléaires en France peut s'élever de 80°C à 120°C par endroits (particulièrement dans les veines sombres ségréguées), ce qui ouvre la porte à un accident majeur possible lors d'un choc froid sous pression<sup>36</sup>.

*La question se pose alors de la fiabilité des codes de calcul et de simulation numériques utilisés pour l'étude des chocs froids sous pression.* Certaines études comparatives montrent que les codes français basés sur les mécanismes déterministes de fracture et n'utilisant pas de

critère limite de température de transition ductile-fragile  $RT_{NDT}$  semblent non-conservatifs et sous-estiment, voire oblitérent certains phénomènes comme l'influence du revêtement sur le facteur d'intensité de contrainte produit par les charges de pression et de température pendant le choc froid, comparés aux codes de calculs américains de la NRC<sup>37</sup>. Peut-on se reposer sur la seule simulation pour garantir la non-propagation de fissures sous revêtement lors de possibles chocs froids sous pression survenant accidentellement dans un réacteur âgé au-delà de la fluence neutronique limite adoptée dans des codes de calcul non validés ?

### 1.3.5. Le nucléaire peut-il accompagner la montée en puissance des EnR électriques ?

Le suivi de charge imposé par la variabilité des consommations ou par celle des énergies éolienne et photovoltaïque risque fort de dégrader rapidement les aciers des cuves au point de rendre possible et de plus en plus probable un accident majeur par rupture de cuve sur l'un des 56 réacteurs du parc nucléaire vieillissant (ceux de Fessenheim devant être immédiatement fermés). *C'est là probablement le pari le plus risqué pour EDF, qui doit être inclus dans le risque financier élevé pour EDF et pour les finances publiques auquel conduirait une politique de poursuite en l'état du parc nucléaire actuel*<sup>38</sup> par effet d'«escalade des engagements»<sup>39</sup>.

À l'échelle d'un réacteur, les risques de fissuration accrue des aciers sous revêtement et des gaines de combustibles par interaction gaine-pastilles (*pellet-cladding interaction, stress corrosion cracking*), de déformation des barres de contrôle, d'accroissement des rejets radiochimiques d'acide borique, mais aussi la concentration et la durée de diffusion de plusieurs jours des produits de fission gazeux (effet xénon) dans les pastilles (variation de volume) limitent fortement la modulation de puissance (rampes de 3 à 5% de la puissance nominale par minute, minimum de 20% de la puissance nominale) déjà pratiquée dans une partie des réacteurs<sup>40</sup>.

C'est ainsi que la centrale nucléaire de Brokdorf (état allemand du Schleschwig-Holstein) a été arrêtée en juillet 2017 après la découverte d'un taux d'oxydation anormalement élevé et rapide du revêtement des barres de

combustible<sup>41</sup>. Après des recherches poussées, l'Autorité de Régulation Nucléaire allemande a conclu qu'une des causes de la corrosion accélérée était probablement le suivi de charge important et rapide imposé à la centrale depuis 2015. La centrale n'a été autorisée à redémarrer depuis qu'en mode de sécurité à suivi de charge réduit<sup>42</sup>. À l'échelle du parc, le suivi de charge généralisé entraîne des surcoûts de maintenance et avant tout une baisse du facteur de charge moyen du parc (déjà abaissé actuellement à 74% en moyenne du fait des indisponibilités, incidents, pièces défectueuses), et par conséquent un renchérissement du coût du MWh produit, ce qui n'est pas dans l'intérêt d'EDF mais qu'EDF envisage malgré tout de faire, n'ayant pas les moyens financiers pour investir dès maintenant dans le démantèlement des réacteurs, dans les réseaux intelligents et la cogénération.

Les études françaises (CEA, Supélec, EDF) sur l'hypothèse du parc nucléaire ne fonctionnant qu'en base, ou d'une partie du parc en base et l'autre en suivi de charge, est souvent menée de manière simplifiée à partir des courbes de charge résiduelles, une fois ôtées les productions renouvelables variables et de courbes-enveloppes de coûts annuels prospectifs en fonction du temps d'utilisation pour chaque technologie électrique, afin de dégager un mix électrique optimum. Elles ne permettent en fait que d'estimer une durée de fonctionnement des réacteurs (et donc du facteur de charge moyen) selon les taux de pénétration des EnR électriques variables<sup>43</sup>.

Elles masquent souvent certaines hypothèses sous-jacentes, à savoir le *maintien d'une capacité nucléaire élevée* (de 41 à 60 GW<sub>e</sub>), *l'absence d'accident grave* (Le Blayais 1999)<sup>44</sup> ou *d'arrêt d'une grande partie des réacteurs pour défauts génériques, l'absence totale d'alternative de suivi de charge par des centrales de cogénération nationales ou des unités de cogénération locale alimentées en biomasse ou biogaz, l'omission des capacités nouvelles de stockage-déstockage de l'électricité renouvelable* dans les batteries rédox-flow ou à charge et décharge rapide, dans les véhicules électriques par techniques G2V-V2G, dans les pompes à chaleur industrielles alimentant les réseaux de chaleur ou dans les électrolyseurs reliés aux réseaux de gaz. Or ce sont précisément

ces installations, efficaces, soutenables, sans risques ni déchets qu'il faut mettre en place pour la transition.

Elles conduisent par conséquent à la conclusion logique de la forte baisse du facteur de charge moyen du parc nucléaire (40,2% pour 60 GW<sub>e</sub>, 52,4% pour 40 GW<sub>e</sub> dans le cas d'un taux de pénétration de 50% des EnR variables), à la dégradation des revenus nucléaires d'EDF (sur la base du prix du marché Spot de 32 €/MWh), et donc à la nécessité de construire de nouveaux EPR (moyennant l'hypothèse pourtant historiquement invalide dans l'industrie nucléaire d'une baisse des coûts avec le taux d'apprentissage) et de trouver de nouveaux débouchés pour les excédents nucléaires obtenus avec ces hypothèses réductrices afin de remonter le facteur de charge des réacteurs pour réduire leur vieillissement.

Cette logique de poursuite du programme nucléaire à tout prix par le biais de la production d'hydrogène, en oblitérant tous les risques inhérents à l'industrie nucléaire (accidents majeurs, pollution radioactive, pollution thermique, déchets nucléaires, *consommation de métaux rares et chers* : gadolinium<sup>45,46</sup>, indium, niobium, bore, zirconium et bien sûr uranium), *exergie et GES complets de la chaîne nucléaire*<sup>47,48,49</sup>) et en passant sous silence les problèmes liés aux indisponibilités, aux arrêts non programmés, aux rendements déplorables, à l'ina-déquation de la cogénération nucléaire, est de plus en plus poussée en avant par l'oligarchie nucléaire en France. On la retrouve déjà dans certaines études françaises<sup>50</sup> qui explorent les « nouvelles opportunités » du nucléaire dans l'hydrogène et la mobilité hydrogène, alors que les rendements globaux très faibles d'une telle chaîne énergétique {nucléaire → électrolyse → stockage H<sub>2</sub> → véhicule} chutent à 12% (avec moteurs électriques et piles à combustibles), voire à moins de 7% (avec moteurs à combustion), aggravant encore l'efficacité et le rendement exergétique déjà médiocres du système énergétique français, au détriment de toute logique économique et écologique.

### 1.3.6. Le pari risqué d'EDF

La stratégie de la fuite en avant nucléaire dans la fabrication en série de réacteurs EPR incertains et chers (conduisant l'oligarchie nucléaire vers une solution EPR à sécurité allégée, ce qui est un comble !) avec maintien de

la puissance totale au plafond de 63,2 GW<sub>e</sub> pendant des décennies<sup>51</sup> repose sur un pari hasardeux. Il est clairement envisager de rentabiliser l'ancien parc vieillissant poussé à une limite extrême de fonctionnement pendant 60 ans (voire 80 !) par la vente hypothétique des MWh nucléaires excédentaires au reste de l'Europe sur un marché ouvert et concurrentiel (alors que celle-ci a rejeté en grande partie le nucléaire et n'achète plus les MWh de l'ARENH) ; par la production massive d'hydrogène avec les MWh nucléaires invendus (d'où le rapprochement récent avec McPhy) ; par la commercialisation forcée de réacteurs EPR (sous garantie de l'État français) à quelques gouvernements peu regardants et désireux de se donner une posture autoritaire... et par des investissements importants mais très rentables dans des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques, si possible subventionnés (quitte à les imposer sans concertation locale).

► **Maintenir artificiellement la puissance du parc nucléaire à 63,2 GW<sub>e</sub> risquerait donc de détourner une grande partie des investissements nécessaires à la transition du système énergétique français pour les déverser de manière inefficace dans les déficits de la filière nucléaire, la prolongation risquée du fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans, l'enfouissement des déchets radioactifs, la construction de réacteurs EPR coûteux et non compétitifs, et le démantèlement simultané des réacteurs les plus âgés.**

### 1.3.7. Quelle politique nucléaire pour les PPE ?

Puisque la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (17 août 2015) stipule : « Art. L. 311-5-5.- L'autorisation mentionnée à l'article L. 311-1 (ouverture d'une nouvelle installation de production d'électricité) ne peut être délivrée lorsqu'elle aurait pour effet de porter la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire au-delà de 63,2 GW », rien n'oblige légalement à maintenir la puissance du parc nucléaire à cette valeur qui est un plafond à ne pas dépasser, mais n'est en aucun cas un seuil minimum à maintenir, comme les représentants de la filière nucléaire le laissent sous-entendre le plus souvent dans leurs déclarations : *l'Etat doit reprendre la main sur EDF et l'ASN pour piloter les investissements à venir.*

Le risque de verrouillage et d'auto-reproduction de la politique énergétique par les groupes oligarchiques et idéologiques nucléaires français (industriels, ingénieurs, chercheurs, syndicats, organismes de contrôle), très actifs au sein des partis politiques et de nombreux médias, est réel et suffisamment prégnant pour rendre indispensable la remise à plat des mécanismes démocratiques de décision, abandonnés par les gouvernements et partis au pouvoir successifs à EDF, AREVA (Orano) et à l'ASN jusque dans les décisions-mêmes et la définition de la politique énergétique de la France.

► Pour sortir de l'impasse dans lequel la prédominance nucléaire électrique enferme notre pays, une stratégie claire et sûre de fermeture des 56 réacteurs nucléaires, dûment planifiée par un organisme de concertation démocratique (un *Commissariat à la Planification Démocratique de la Transition Énergétique*) représentant l'intérêt général de la France et non celui de l'oligarchie nucléaire, doit être débattue rapidement et publiquement pour permettre de conduire la transition énergétique de la France de manière efficace et sans risques, mais aussi économique et écologique, sans augmentation des émissions de GES.

► Les décisions de fermeture progressive programmée et du démantèlement des réacteurs, la politique de reconversion et formation des personnels des centrales nucléaires, d'arrêt des installations nucléaires pour des raisons de non-conformité ou d'orientation énergétique nationale, d'arrêt ou non des investissements dans certaines filières nucléaires risquées ou non-compétitives, de réorientation partielle des programmes d'investissement de recherche nucléaire vers des technologies non-nucléaires doivent être débattues et décidées démocratiquement ; elles ne doivent plus être déléguées aux seuls représentants des intérêts de l'oligarchie nucléaire. À cet égard, les conditions dans lesquelles l'ASN a récemment validé la cuve et le couvercle de l'EPR de Flamanville<sup>52</sup> ainsi que les générateurs de vapeur non-conformes<sup>53</sup>, voire défectueux<sup>54</sup>, après la découverte de ségrégations carbone importantes augmentant la fragilisation de ces pièces aux chocs thermiques sous contrainte, alors que les documents techniques avaient été falsifiés

par Areva dans son usine du Creusot et volontairement dissimulés par l'entreprise (pour des raisons probablement financières), ont jeté le doute sur l'indépendance réelle d'un organisme censé exercer une autorité sur toute l'industrie nucléaire en France, garantissant la sécurité absolue des Français.

Sans ce déverrouillage politique, la transition énergétique de la France resterait un leurre, les changements seraient cosmétiques ou détournés de leur but, et les investissements productifs, soutenables et efficaces ne pourraient être guidés vers les changements structurels indispensables du système énergétique français.

► Pour être efficaces, les PPE doivent pouvoir remettre à plat les lois et décrets qui verrouillent la politique nucléaire, ainsi que les structures économiques et scientifiques adéquates pour conduire la transition (structures et rôles d'EDF, Enedis, RTE, EDF- Énergies nouvelles, EDF-RE, Orano, ASN, IRSN, GPESPN, Opecst, HCTISN).

► La trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires, si elle n'est pas au cœur des PPE 2019-2023 et 2023-2028 du fait de la faible part du nucléaire dans la consommation énergétique finale française, doit être cependant discutée et décidée par elles car elle conditionne économiquement et techniquement la mise en place du système énergétique pour 2050.

► Pour toutes les raisons détaillées ci-dessus, l'obligation légale de baisser au plus vite à 50% la part du nucléaire dans la seule production électrique est une nécessité impérieuse.

Le calendrier et le rythme des fermetures et reconversions des réacteurs nucléaires doivent donc être techniquement coordonnés et économiquement articulés avec la mise en place et l'investissement dans le Système Énergétique Intelligent français décrit à la **section 2**.

Les simulations de Negawatt<sup>55</sup> et RTE (Ohm<sup>56</sup>, Watt<sup>57</sup>) qui prennent en compte les exigences de la LTPECV, de la fermeture planifiée des réacteurs nucléaires, des économies d'énergie et de la mise en place des systèmes énergétiques renouvelables sont des bases solides pour les deux prochaines PPE (voir **section 3**).

### **1.3.8. La faible efficacité énergétique de la France**

Le retard de la France dans le développement de la

cogénération (renouvelable) et des réseaux de chaleur et de froid, ajouté à l'absence de couplage entre les réseaux électriques régionaux et les réseaux de gaz pénalise fortement l'efficacité énergétique de la France et rend sa conversion énergétique vers l'efficacité énergétique, écologique et économique plus difficile.

On mesure l'*efficacité énergétique* d'un pays par le rapport de l'énergie *finale* consommée à l'énergie *primaire* consommée, corrigées généralement des variations saisonnières et des imports-exports. En 2016, elle n'était que de 59,7% en France, mais atteignait 83,8% au Danemark. Cela traduit la *grande faiblesse structurelle du système énergétique français*, source de gaspillage et de pollution thermique, mais également cause d'importations inutiles et chères.

À cet égard, le *dogme de l'indépendance nationale* est un cache-misère qu'il faut combattre si l'on veut regarder en face la réalité économique et politique de notre dépendance énergétique : la France importe 100% de l'uranium, 100% du pétrole brut, 97,4% du charbon et 91,2% du gaz naturel, mais aussi 67% des agrocarburants.

Au total, la France ne produit donc que 12,3% de son énergie primaire, essentiellement grâce à ses propres énergies renouvelables.

► **Seules, les EnR assurent l'indépendance nationale.**

### **1.3.9. La faible part des énergies renouvelables**

En 2017, les énergies renouvelables ne couvraient que 9,4% de la consommation d'énergie primaire en France, ce qui place notre pays parmi les derniers pays d'Europe alors qu'il est un des pays européens les mieux dotés en gisement d'énergies renouvelables potentiellement exploitables<sup>58</sup>. En comparaison, le Danemark<sup>59</sup> produisait 29,1% de son énergie primaire à partir des énergies renouvelables, et l'Allemagne<sup>60</sup> 12,6%.

De même, la part des EnR dans la consommation d'énergie finale en 2016 n'était que de 9,5% en France ; elle atteignait 14,6% en Allemagne, 34,7% au Danemark et 53,5% en Suède.

Si la France continue de bénéficier de l'électricité hydraulique historique (12,1% de la production électrique en 2016), le manque d'investissement criant dans les autres énergies renouvelables électriques ou thermiques et les changements brutaux et déstabilisants de l'orientation

de la politique de développement des EnR sous les derniers gouvernements se font cruellement ressentir à l'heure des mutations indispensables du système énergétique français : encore aujourd'hui, aucun parc éolien offshore ne permet à notre pays d'utiliser massivement son potentiel éolien, quand le Danemark installait ses premiers parcs éoliens offshore dès 1991.

Le manque de volonté politique et de stratégie économique de développement de l'industrie éolienne en France, conjuguée à la bureaucratie administrative et aux oppositions conjointes de groupes conservateurs – voire réactionnaires – et de groupes de pression pronucléaires bloquent notre pays dans une dépendance accrue aux énergies importées fossiles et fissiles.

En 2016, la production éolienne n'était que de 320 kWh/an par habitant en France pour 176 W installés par habitant, quand elle grimpeait à 2230 kWh/an par habitant au Danemark pour 913 W installé par habitant.

Alors que la France bénéficie d'un ensoleillement de 1641 à 2917 h/an du Nord au Sud beaucoup plus élevé qu'au Danemark (1409 à 1811 h/an du Nord au Sud), un Français produisait moins d'*électricité photovoltaïque* (131,5 kWh/an) qu'un Danois en 2016 (149,7 kWh/an).

Le bilan français en *énergie solaire thermique* est tout aussi affligeant : 0,045 m<sup>2</sup> de panneau solaire thermique (soit 32 Wth installé) par Français, pour 0,289 m<sup>2</sup> de panneau solaire thermique (202 Wth installé) par Danois.

Seules, la biomasse-bois et la géothermie moyenne température ont bénéficié d'une réelle croissance d'investissement digne de ce nom au cours des dernières décennies, même si certains projets géothermiques<sup>61</sup> n'ont pu voir le jour face aux projets concurrents de groupes industriels de l'énergie fossile<sup>62</sup>.

Enfin, la politique française en matière de soutien aux *installations photovoltaïques* ou de *pompes à chaleur géothermales* depuis vingt ans s'est surtout caractérisée par son caractère inconstant et son *manque flagrant de contrôle de fiabilité, de formation et donc de certification des installateurs* dans ces domaines, conduisant à la multiplication de contre-exemples, de dysfonctionnements, voire d'escroqueries caractérisées, et donc au gaspillage de l'argent public.

## 2. VERS LE SMART ENERGY SYSTEM FRANÇAIS

### 2.1. Structure d'un système énergétique efficace soutenable

Pour répondre aux exigences d'efficacité et de soutenabilité définies plus haut, la structure énergétique actuelle doit évoluer vers une structure de « **Smart Energy System** » (SES), dans laquelle investissent actuellement les pays les plus avancés dans la transition énergétique et écologique.

Le concept de SES a été développé depuis plusieurs années par les chercheurs de l'Université d'Aalborg<sup>63</sup> et de l'Université Technique du Danemark (DTU), et il est testé progressivement à l'échelle du Danemark<sup>64</sup>.

► La conception d'un SES est basée sur l'utilisation efficace de l'ensemble des EnR mobilisables aux échelles locales et nationales, voire internationales dans le cas de l'électricité, du gaz ou de la biomasse, pour approvisionner entièrement la région et le pays entier sans aucun recours aux énergies fossiles ou fissiles.

► Le SES est conçu pour assurer de manière fiable la couverture de tous les besoins en combinant les réseaux intelligents d'électricité, de chaleur, de froid et de gaz, la mobilité souple et les stockages pour garantir la flexibilité nécessaire dans l'ensemble des secteurs économiques par une gestion intelligente des variabilités des énergies éoliennes ou solaires à côté des énergies renouvelables de stock (biomasse, hydraulique, géothermie)<sup>65</sup>.

Sa structure fondamentale repose sur quelques piliers :

- **couplage des réseaux régionaux et locaux d'électricité, de chaleur, de froid et de gaz** pour :
  - a) distribuer efficacement les EnR électriques variables (y compris à travers les interconnexions) ;
  - b) convertir efficacement les excédents d'électricité en chaleur dans les réseaux de chaleur et de froid par le biais de grandes pompes à chaleur (PAC) industrielles d'efficacité élevée ;
  - c) convertir efficacement certains excédents d'électricité en hydrogène injecté dans les réseaux de gaz ou converti in-situ en méthane par réaction de

méthanation avec le CO<sub>2</sub> produit par les digesteurs à biogaz et utilisé sur place ou injecté dans le réseau de biogaz ;

- **cogénération** : utilisation des grandes centrales de cogénération urbaines (CHP) et des petites unités de cogénération rurales (chp) à biomasse (plaquettes bois, paille, déchets végétaux, déchets domestiques renouvelables) ou biogaz pour assurer d'une part la synchronisation et le suivi de charge (démarrage-arrêt rapide) du réseau électrique ; d'autre part l'injection de la chaleur dans les réseaux de chauffage urbains et communaux ;
- **réseaux de chaleur** : généralisation des réseaux de chaleur urbains et communaux alimentés par :
  - a) les CHP et chp ;
  - b) les PAC géothermales ;
  - c) la production locale de biomasse et de biogaz dans les centrales de chauffe ;
  - d) la chaleur solaire produite in-situ par le champ de capteurs solaire local adjoint à la centrale de chauffe, elle-même alimentée électriquement par toit photovoltaïque et réseau électrique local ;
  - e) la chaleur fatale rejetée par les entreprises industrielles ou artisanales locales, des data-centers ;
  - f) des unités de méthanation locales ;
  - g) des piles à combustibles locales (PEMFC, SOFC) ;
- **stockage** : la flexibilité du SES est assurée par les mécanismes de régulation des puissances et des reports de charge, par les conversions d'excédents et par les volumes de stockage associés systématiquement aux réseaux couplés :
  - a) stockage thermique dans de grands réservoirs d'eau chaude extérieurs ou enterrés jouxtant les centrales de chauffe des réseaux de chaleur ;
  - b) stockage de biogaz et d'hydrogène dans le réseau national, les cavités de stockage souterrain et dans les citernes de gaz des unités de cogénération et de centrales de chauffe ;
  - c) stockage d'électricité par STEP, centres de batteries fixes industrielles (redox-flow, Fe-S, Na-S, Zn-air, Li-ion), batteries véhicules électriques, piles à combustibles.

## 2.2. Retours d'expérience

Après la mise en place des premiers réseaux électriques intelligents au Danemark dès 2008 (Bornholm<sup>66</sup>), celle du Smart Energy System est en cours de déploiement avec la mise en place des couplages des réseaux électriques intelligents (*electric smartmeters*) et des réseaux de chaleur intelligents (*heat smartmeters*) à travers les pompes à chaleur, les stations de cogénération et les centrales de chauffe, actuellement en fin de conversion intégrale du charbon à la biomasse et au solaire thermique.

La **généralisation des champs de capteurs solaires** adossés aux réseaux de chaleur et aux unités de cogénération locaux permet d'économiser une grande part de biomasse. Déjà la **création des premiers stockages solaires intersaisonniers** est en cours, avec des taux de couverture solaire des besoins de chauffage et d'eau chaude de 28% (2569 m<sup>2</sup> de capteurs solaires, réservoir à accumulation de chaleur de 1250 m<sup>3</sup> à Solrød)<sup>67</sup> à 50% (35000 m<sup>2</sup> de capteurs solaires alimentant un puits de stockage thermique de 60000 m<sup>3</sup> à Dronninglund et 200000 m<sup>3</sup> à Vojens)<sup>68</sup>.

La mise en place rapide de la cogénération et des réseaux de chaleur au Danemark dès 1983, accompagnée de la montée en puissance de la production électrique éolienne (43,4% de l'électricité danoise) et de la biomasse (28,1% CHP; 55,4% chp) a conduit à la baisse exemplaire de la consommation d'énergie primaire, de l'intensité énergétique (0,771 kWh/€PIB ; France : 1,34 kWh/€PIB en 2016) et des émissions de GES (174,2 tCO<sub>2</sub>éq/M€PIB ; France: 207,8 tCO<sub>2</sub>éq/M€PIB en 2016).

► L'avantage compétitif de l'économie du Danemark sur celle de la France qui découle du développement du SES en termes de balance du commerce, de création d'emplois et d'indépendance nationale est décisif pour les investissements dans le SES.

**Les PPE doivent pouvoir tirer toutes les leçons de ce retour d'expérience pour l'avenir économique de notre pays.**

## 3. QUELLE TRAJECTOIRE POUR LES PPE ?

La baisse tendancielle de la consommation électrique grâce aux économies d'électricité, de chauffage et à l'efficacité accrue des appareils électriques, et la baisse encore plus grande des consommations de chauffage des bâtiments doit être renforcée pour engager la transition énergétique de la France. Les scénarios de RTE prennent plus ou moins fortement en compte cette logique d'efficacité.

Mais si notre pays veut atteindre la *neutralité carbone* en 2050, comme il s'y est engagé avec l'Accord de Paris visant à limiter autant que possible en dessous de 1,5°C l'élévation de la température moyenne de la biosphère à cet horizon par rapport au début de l'ère industrielle, **il faudra sortir de l'inertie engendrée par l'illusion dogmatique d'une énergie nucléaire « décarbonée » qui garantirait à la France son indépendance énergétique et une avance par rapport au reste du monde**, alors que la chaîne industrielle nucléaire de la mine d'uranium au déchets nucléaire et au démantèlement des installations est loin d'être décarbonée<sup>46,47,48</sup> ; que **l'énergie nucléaire ne représente que 17,9% de toute la consommation d'énergie finale des Français** ; et que les émissions de gaz à effet de serre ne cessent d'augmenter en France du fait de son manque d'efficacité énergétique.

La confusion savamment entretenue entre *électricité* et *énergie* d'une part ; entre *énergie primaire* et *énergie finale* d'autre part renforce la  *croyance* instillée dans la population française par la nucléocratie selon laquelle la France aurait déjà fait l'essentiel pour être vertueuse grâce à sa production nucléaire, et que le chemin qu'il lui reste à parcourir pour respecter ses engagements climatiques est tout tracé si elle persiste dans la voie nucléaire, complétée par quelques installations renouvelables cosmétiques que la propagande pronucléaire continue par ailleurs de discréditer par des procès caricaturaux en inefficacité, non-rentabilité, nuisances de toutes sortes, consommation de métaux rares et - cerise sur le gâteau de la désinformation – consommation supérieure à leur production !

En particulier, les **temps de retour énergétique**<sup>69</sup> des énergies renouvelables sont les plus courts, et de loin, de

tous ceux des autres dispositifs de production d'énergie, qu'elle soit électrique ou thermique. L'éolien et le solaire, qui sont les deux énergies variables les plus caractérisées, sont de très loin les modes de production d'énergie les plus efficaces et les plus rapides à rembourser leur dette énergétique durant tout leur cycle de vie (de la mine au démantèlement) : 5,2 à 6,2 mois pour les éoliennes onshore ; 7,8 à 10 mois pour les éoliennes offshore ; 1,5 à 2,5 ans pour le photovoltaïque à silicium polycristallin ; 1,7 à 3,5 ans pour le photovoltaïque monocristallin ; 1,4 à 2,1 ans pour un chauffe-eau solaire thermique ; 2 à 3,9 ans pour un système solaire thermique combiné (chauffage + ECS).

Leur EROI (*energy return on investment*)<sup>70</sup> est remarquablement élevé : 24 à 48 pour les éoliennes off- et onshore ; 9 à 20 pour les panneaux photovoltaïque au silicium.

### 3.1. Les scénarios RTE

Les cinq scénarios proposés par RTE visent à tracer l'évolution du mix électrique *seul* pour la période 2018-2035, en appliquant différentes hypothèses sur l'évolution et la structure des consommations électriques ; la part de l'énergie nucléaire, des énergies renouvelables variables et de stock, des énergies fossiles ; des stockages électriques à court et moyen terme et des interconnexions ; les prix de l'énergie et les taxes carbone. Ils calculent les émissions de GES qu'ils génèrent.

Cette réduction des scénarios RTE aux *prévisions* de consommation électrique (alors que l'électricité ne représentait que 24,8% de la consommation finale d'énergie française en 2016) limite fortement le caractère prospectif que l'on devrait logiquement imposer à l'étude des trajectoires énergétiques souhaitables écologiquement, possibles économiquement et socialement, et réalisables techniquement pour notre pays.

Ce rôle restreint assigné à RTE contraste singulièrement avec les missions d'étude prospective de la politique énergétique nationale entière du Danemark, confiées au gestionnaire **Energinet** des réseaux nationaux de gaz et d'électricité par l'Etat danois<sup>71</sup>.

Seule, la prise en compte de toutes les formes d'énergies finales consommées, des croisements et synergies importantes entre elles, des modes possibles et efficaces de conversion entre les différents vecteurs énergétiques que sont la chaleur, les combustibles (solides, liquides, gazeux) et l'électricité peut guider la politique énergétique de notre pays par le choix conscient (« *choice awareness* »<sup>72</sup>) de la population française pour les prochaines décennies.

► *Les résultats des cinq scénarios RTE ne sauraient donc tenir lieu de feuilles de route fléchées et assurées car ils sont fondamentalement frappés d'incomplétude et de biais méthodologique.*

- Compte tenu des analyses détaillées à la section 1, le scénario **Volt** ne respectant pas la diminution à 50% au moins de la part du nucléaire dans la production électrique française à l'horizon 2025 ou 2035 peut être exclu d'office.
- Le **scénario Ampère**, s'il obéit peu ou prou à l'objectif de 50% d'électricité nucléaire en sortant du charbon (comme les 3 autres scénarios 2025-2035) *sans recourir à des nouveaux moyens thermiques*, avec une forte croissance des EnR électriques jusqu'à 42% en 2030, voire 49% en 2035, implique cependant une *forte exportation d'électricité*, parfaitement hypothétique comme nous l'avons déjà souligné plus haut. Le défaut principal du scénario Ampère réside dans le manque d'investissement dans la cogénération et l'absence de couplage des réseaux qui pourrait non seulement réduire encore le parc thermique fossile mais aussi les exportations excessives d'électricité. L'autre inconvénient est que la puissance du parc nucléaire résiduelle reste encore élevée, ce qui d'une part génère les excédents importants d'électricité exportée dont il paraît difficile d'être sûr de pouvoir les vendre en périodes excédentaires, et d'autre part induit une modulation importante de puissance des réacteurs nucléaires restants et donc des risques accrus d'accident nucléaire grave, voire majeur. C'est là un point très important à aborder dans les PPE, que nous examinons dans la section 3.3.
- Le **scénario Hertz** vise la réduction à 50% de la part

nucléaire dans la production électrique en 2035 sans augmentation des GES, en développant moins vite les EnR électriques que dans le scénario Ampère, par la mise en service de turbines à gaz (TAG) supplémentaires. Là encore, la cogénération n'est pas développée ni les réseaux couplés, et la consommation électrique n'est pas suffisamment abaissée, d'où l'augmentation des GES. Il a cependant l'intérêt de montrer que l'on peut ne pas augmenter les émissions de GES tout en fermant suffisamment de réacteurs nucléaires et en limitant leur modulation de puissance, assurée par les TAG sans exploser les exportations électriques, mais au détriment des EnR électriques. Ce scénario ne suit donc pas la route de soutenabilité et d'efficacité vertueuse souhaitée.

- Le scénario **Ohm** est celui qui applique la contrainte de réduction du nucléaire à 50% de la production électrique d'ici 2025 conformément à LTEPCV, conduisant à la fermeture de 22 réacteurs de 900 MW dont certains avant 40 ans de fonctionnement. Comme cette réduction n'est pas soutenue par une baisse concomitante des consommations électriques par une politique volontariste d'économies, d'efficacité, de substitution et de déplacement de ces consommations, ni par la mise en place des réseaux intelligents couplés, non seulement les centrales à charbon ne sont pas fermées, mais de nouvelles TAG sont mises en route, parallèlement au développement des EnR électriques. Certes, l'objectif de réduction à 50% du nucléaire est atteint, mais à un coût élevé en émissions de GES de la filière électrique et sans cohérence soutenable à long terme.
- Le **scénario Watt**, enfin, s'approche le plus d'une politique de transition cohérente avec la baisse forte et maîtrisée des consommations électriques, le développement massif des EnR électriques en phase avec la fermeture des réacteurs nucléaires après 40 ans de service au prix, certes, d'une légère augmentation des émissions de GES due aux TAG supplémentaires, mais qui peut être de toute façon compensée par la baisse des émissions de GES des autres secteurs (chauffage, transport, agriculture), par une politique plus soutenue d'efficacité et d'économies d'énergies, mais aussi

combattue par la mise en place du SES, l'introduction massive de la biomasse, du biogaz et de l'hydrogène renouvelable dans les unités de cogénération, toutes hypothèses non prises en compte mais évoquées par RTE. Dans ce scénario fort, la part du nucléaire baisse à 55% en 2025 et à 10% en 2035. Contrairement aux conclusions de RTE, le réseau électrique ne serait pas fragilisé mais renforcé<sup>7</sup> dans ce scénario grâce au développement des réseaux décentralisés intelligents, à l'autoconsommation, au couplage des réseaux, aux mécanismes modernes de contrôle des fréquences<sup>73</sup> par les unités de cogénération, de phase (puissance réactive) par les onduleurs des éoliennes et les compensateurs synchrones dispatchés aux nœuds des réseaux régionaux ; de puissance par les STEP, l'hydraulique au fil de l'eau, les batteries électrochimiques de stock fixe et les petites unités chp, voire les piles à combustibles. C'est ce qui permet au Danemark d'être le second pays d'Europe le moins sujet aux pannes électriques sur son réseau<sup>74</sup>.

► Le scénario **Watt** est donc le plus à même de placer la France sur la bonne trajectoire d'une transition énergétique et écologique soutenable à long terme, mais il doit être élargi pour intégrer les autres vecteurs énergétiques (chaleur, combustibles) et toute la stratégie du SES développée à la section 2.

### 3.2. Le scénario Négawatt

Réactualisé régulièrement depuis de nombreuses années par l'institut Négawatt<sup>75</sup> en fonction des évolutions économiques et techniques, et porté par l'Association Négawatt<sup>76</sup>, c'est le seul scénario à simuler heure par heure l'évolution du système énergétique français dans une prospective 100% EnR à l'horizon 2050 en s'assurant de l'équilibre production-demande du réseau électrique à tout instant et de la disponibilité des stockages.

À cet égard, il est doté d'une solidité non contestable (contrairement aux affirmations de certains commentaires du Débat Public) similaire aux meilleurs logiciels mondiaux de simulation en temps réel du fonctionnement des systèmes énergétiques<sup>77,7</sup>.

Il est basé sur une démarche structurelle, compatible

avec l'approche SES développée plus haut, fondée sur la *sobriété*, l'*efficacité* et les *énergies renouvelables*.

Il part des besoins en *énergies finales* (chaleur, mobilité, électricité spécifique) des différents secteurs économiques, en déduit les quantités nécessaires d'utilisation des différents *vecteurs d'énergie* (combustibles solides, liquides et gazeux, électricité, fluides caloporteurs, etc.) pour déterminer les diverses quantités possibles d'énergies primaires (électricité éolienne et photovoltaïque, énergie solaire thermique, hydroélectricité, géothermie, biomasse solide, biogaz, énergies marines, etc.) nécessaires à leur obtention, en n'utilisant que les technologies éprouvées et commercialisées actuelles ou éventuellement disponibles à l'horizon 2050.

La consommation globale d'énergie primaire française est divisée par trois, et l'ensemble des émissions de GES par 7 à l'horizon 2050 par rapport à 2017.

Dans le scénario Négawatt, les réacteurs nucléaires sont progressivement arrêtés après 40 ans de fonctionnement jusqu'au dernier en 2035. Les énergies fossiles sont éliminées progressivement jusqu'en 2050.

Le couplage des réseaux électricité-gaz (Power-To-Gas) est fortement développé.

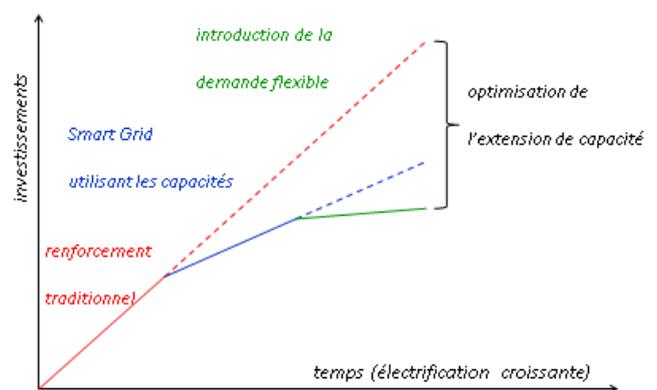
Le scénario NegaWatt évalue enfin les coûts et bénéfices socio-économiques (évitement de pollution, meilleures alimentation et santé, création d'emplois) apportés par la transition énergétique à l'horizon 2050.

► Il apparaît logiquement, comme dans toutes les études internationales, qu'une transition énergétique suivant le scénario Négawatt serait moins coûteuse (économie de 400 milliards d'euros) qu'un scénario BAU (*business as usual*) et créerait environ 400000 emplois nets d'ici 2030 et 600000 emplois d'ici 2050.

► Les rapports prospectifs de l'ADEME sur la faisabilité technique<sup>78,79</sup> d'un mix électrique français 100% EnR à l'horizon 2050 et son évaluation socio-économique<sup>80</sup> apportent une démonstration et un éclairage complémentaires au scénario Négawatt en étudiant 14 variantes possibles du mix, leur optimisation économique possible, les modulations possibles des stocks aux différentes échelles temporelles. S'ils intègrent les possibilités du couplage électricité-gaz, ils laissent cependant de côté

les couplages forts des réseaux énergétiques et le levier essentiel de la cogénération, et ne sont pas étendus aux transports.

► Enfin, l'étude conjointe ADEME-RTE-ENEDIS récente sur les *smartgrids* électriques<sup>81</sup> apporte une démonstration forte de l'impact économique positif des réseaux électriques intelligents sur le déploiement des EnR en France à court et moyen terme : « *la valeur économique des réseaux électriques intelligents justifie le déploiement de l'ensemble des solutions étudiées à court ou moyen terme en France métropolitaine (...)* Concrètement, le développement du stockage et l'effacement prendrait la place des filières de production en évitant la construction de nouvelles turbines à combustion ou cycles combinés à gaz » et permettrait d'économiser 400 M€ par an. Elle montre en particulier que les solutions les plus efficaces à court terme sont basées sur la gestion de la commandabilité et de la prévisibilité du réseau, relayées à moyen terme par la mise en place des solutions de *flexibilité* (stockages, effacements électriques, pilotage des EnR) jusqu'en 2030. Cependant, elle passe à côté de l'effet multiplicateur d'efficacité que constitue la mise en place *simultanée* du SES, c'est-à-dire du couplage fort entre les réseaux intelligents d'électricité, de chaleur, de froid et de gaz (méthane et hydrogène) qui enforcerait encore la flexibilité grâce à la cogénération et les réseaux de chaleur.



## 4. METHODOLOGIE DE LA PLANIFICATION DES PPE

### 4.1. Cahier des charges à court terme

Compte tenu des analyses des contraintes actuelles et futures sur le système énergétique français (section 1), de la nécessité de faire évoluer les systèmes énergétiques européens et mondiaux vers le SES en réponse à l'urgence climatique (section 2) et de l'apport des différents scénarios de transition français RTE et Négawatt, danois IDA et CEESA, européens Roadmap 2030 et 2050 (section 3), les PPE françaises devront respecter le cahier des charges d'efficience de la transition conforme à la stratégie de mise en place du SES (*Smart Energy System*) français :

- *fermeture immédiate de la centrale nucléaire de Fessenheim* (sans attendre l'hypothétique démarrage de l'EPR de Flamanville) avec reconversion réussie du site vers le premier démantèlement exemplaire d'un PWR 900 MW<sub>e</sub>, associant les laboratoires de recherche français, allemands et suisse pour l'étude fine du vieillissement des matériaux sous rayonnement neutronique et contrainte thermique ; vers la mise en place d'une plateforme de recherche à l'échelle 1 de réseaux locaux couplés intelligents ;
- *première phase de fermeture rapide de 18 à 22 réacteurs nucléaires supplémentaires* à raison de 1 à 3 réacteurs nucléaires par an jusqu'en 2030 selon un calendrier établi et concerté ;
- *élimination simultanée des chauffages électriques domestiques collectifs et individuels et des locaux tertiaires et industriels*, avec création, extension (et raccordement obligatoire) de réseaux de chauffage urbains à biomasse, biogaz, pompes à chaleur géothermales industrielles et champs de capteurs solaires thermiques adossés aux chaufferies ; aide financière aux bâtiments isolés à chauffage électrique non raccordables aux réseaux pour remplacer leur chauffage électrique par une PAC géothermale avec panneaux photovoltaïques ou un SSC solaire ;
- *élimination des éclairages urbains et autoroutiers* inefficaces et inutiles ;
- *déploiement des unités de cogénération biomasse et biogaz*, avec reconversion obligatoire à la biomasse des anciennes centrales au charbon et au fioul (par exemple à Cordemais) ;
- *déploiement des réseaux de chaleur urbains systématiques et des réseaux de chaleur ruraux denses*, avec chaufferies biomasse, biogaz, solaire thermique, pompes à chaleur géothermales systématiques et exclusifs ;
- *installation des unités de stockage massif par batteries industrielles* (redox-flow<sup>82,83</sup>, Fe-S, Na-S, Zn-air, Li-ion, etc.) aux points de régulation des réseaux régionaux ;
- *installation des parcs éoliens offshore et onshore* à participation publique locale (régionale, communale, coopérative) et nationale ;
- *installation des centrales photovoltaïques collectives* (toits industriels, collectifs, administratifs, tertiaires, agricoles ; zones industrielles réhabilitées ; parkings automobiles) ;
- *politique forte d'économie massive d'énergie dans les collectivités locales, les administrations, les bâtiments industriels, secondaires et tertiaires* : rénovation thermique des bâtiments ; construction bioclimatique obligatoire ; utilisation massive des matériaux biosourcés (filières bois, chanvre, lin, paille, etc.) d'origine locale ou européenne ; éclairage led ; puits de lumière directe ou guidée ; puits provençaux ou canadiens ; ventilation naturelle / VMC double flux ; remplacement des équipements électriques vers les plus performants et durables ; suppression des veilles électriques ; interdiction des publicités lumineuses ; interdiction des éclairages nocturnes des locaux commerciaux ; éducation à la sobriété, etc. ;
- *déploiement des transports doux urbains et ruraux* : création massive et obligatoire de réseaux de pistes cyclables modernes en site propre dans les villes et entre les villages ; restriction des voies automobile à la moitié des rues ; création d'autouroutes cyclables urbaines ; synchronisation priorisée des feux de circulation pour la fluidité cycliste (20 km/h) ; incitation financière à la pratique généralisée du vélo (avec ou

sans assistance électrique) pour tous les déplacements quotidiens et à la suppression des véhicules individuels en ville ; sécurisation des pistes cyclables et des parcs à vélos (caméras de surveillance, police cycliste) ;

- *développement massif du transport collectif électrique* : création de tramways dans toutes les villes moyennes ; extension des voies ferrées secondaires électrifiées ; gestion concertée région-communes des TER/trams ; couplages des réseaux tram-train ; construction systématique des parcs à vélos géants dans les gares ;
- *intensification du transfert du fret sur le rail*, alimenté par une taxe carbone généralisée ou spécifique de 100 €/tCO<sub>2</sub> minimum ;
- *sobriété automobile* : limitation de la vitesse maximale autorisée à 80 km/h sur le réseau secondaire ; 100 km/h sur les roades et bretelles ; 120 km/h sur toutes les autoroutes ; interdiction rapide du diesel ; sobriété des véhicules individuels obligatoire pour les véhicules à moteurs thermiques, hybrides et électriques (normes européennes concertées) ;
- *conversion écologique agricole* : redirection des subventions vers l'agriculture bio, soutenable, à l'agroforesterie, à l'alimentation collective bio, à la formation des agriculteurs à l'agriculture bio, à l'éducation à l'alimentation saine ; aide aux installations énergétiques renouvelables dans l'agriculture (biogaz, centrales photovoltaïques, solaire thermique, contrats de fourniture de biomasse entre agriculteurs, unités locales de cogénération rurale et chaufferies de réseaux de chaleur ruraux denses, avec retour vers les agriculteurs des cendres de combustion et des effluents de digestion comme substitut aux engrais chimiques fossiles) ;
- *deuxième phase planifiée de fermeture des réacteurs nucléaires après 2030 suivant le scénario Watt de RTE et Négawatt* : cette phase devra être concertée et démocratique après le retour d'expérience de la première phase, en fonction de l'évolution des technologies industrielles, de l'efficacité des appareils, du déploiement des réseaux intelligents couplés, etc. Le

stockage réversible des déchets nucléaires en subsurface devra être privilégiée pour des raisons de sécurité, de coût financier et de coût énergétique<sup>84</sup>. Le retraitement des combustibles nucléaires irradiés étant inutile et risqué est arrêté, et les barres de combustibles sont entreposées à sec en stockage de subsurface après refroidissement.

## 4.2. Méthodes et échelles de la PPE

Les PPE et la transition énergétique et écologique de la France ne peuvent réussir que si elles sont planifiées par la concertation étroite entre :

- les organismes de recherche publics et associatifs :
  - CNRS (Ancre), universités, CEA
  - ADEME
  - Associations Négawatt, Global Chance, etc.
- les organismes publics ministériels (équipement, eau et environnement, transports, agriculture, éducation nationale, industrie, énergie, etc.) ;
- les collectivités publiques : Régions, Communautés de communes ; Départements ; etc. ;
- les gestionnaires de réseaux RTE, Enedis, Grdf, Cibe, Feden, Uniclimate, etc. ;
- les organismes professionnels : Enercoop, Energies partagées, EDF, ENGIE, ATEE, Storengy, SER, FEE, Total, IFP, Direct Energie, etc. ;
- les associations représentatives et citoyennes : France Nature Environnement, CLER, Collectif Energie Citoyenne, Réseau Action Climat, Sortir du Nucléaire, SFEN, Sauvons le Climat, etc. ;
- le parlement et les associations parlementaires ;
- etc.

Les choix d'investissement ne peuvent être optimisés que par cette concertation.

► **La planification doit être démocratique et fondée sur l'articulation des échelles nationale et locales, en lien avec l'échelle européenne.**

► La méthodologie adoptée doit être l'aller-retour entre les objectifs énergétiques et écologiques scientifiquement validés par les organismes de recherche, et les

retours d'expérience. Pour cela, les périodes de planification ne doivent pas dépasser 4 ans, avec des bilans d'étapes annuelles intermédiaires obligatoires pour ajuster les décisions au plus près de l'expérience locale.

► **Le rôle des collectivités locales et des associations coopératives est essentiel dans l'efficacité de la mise en place du SES.**

### 4.3. Modifications des structures décisionnelles pour la PPE

Certains changements politiques et structurels majeurs sont nécessaires pour accompagner et renforcer les PPE :

- *promulgation d'une loi verte pour la participation publique aux installations renouvelables* (électriques, thermiques, stockage, gaz, etc.) : à l'instar de la loi « *Renewable Energy Act* » en vigueur au Danemark depuis 2008, il s'agit de favoriser la maîtrise et la participation des collectivités publiques locales, des coopératives citoyennes et des habitants, agriculteurs, PME, PMI, artisans dans le développement des installations de production énergétique renouvelable locale (biomasse, éolienne, géothermique, hydraulique, solaire, marine). Le retour d'expérience des TE-POS et territoires à énergie positive, des expériences danoises, allemandes, suédoises, suisses, etc. doit servir de matériau à l'élaboration de cette loi ;
- *indépendance et fusion des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers nationaux* RTE et GrdF en un seul organisme, chargé de la gestion, de la recherche et de la planification, à l'instar du gestionnaire danois Energinet, pour donner aux PPE toute leur efficacité de coordination et de planification à court et long terme, indépendamment des intérêts industriels ;
- *séparation des activités nucléaires et renouvelables d'EDF* : il est nécessaire d'étudier la possibilité et l'intérêt de confier la seule gestion des installations nucléaires à un organisme public de défaisance EDF-RN,

la gestion du parc hydroélectrique, de parcs éoliens, de centrales géothermiques, de centrales photovoltaïques, de centrales biomasse-biogaz-hydrogène devant être confiée à une ou plusieurs sociétés publiques nationales et locales ;

- *regroupement des recherches nucléaires au CEA et des recherches sur les EnR dans un CER-INES* ;
- les réseaux énergétiques régionaux peuvent être gérés par des organismes publics intégrant les réseaux électriques régionaux moyenne tension pour le raccordement des parcs électriques renouvelables et des unités de cogénération, les réseaux de chaleur, de froid, de biogaz et d'hydrogène locaux.

Les technologies de capture-piégeage-stockage du CO<sub>2</sub> étant coûteuses et dangereuses, il est préférable de ne pas les mettre en œuvre.

Il est préférable d'étudier la possibilité de développement des techniques de *décarbonation des combustibles fossiles*, déjà très avancées et prometteuses sur le plan écologique et économique<sup>85</sup>, pour extraire le carbone à l'état de poudre ou de coke, valorisable dans de nombreux usages industriels, et l'hydrogène utilisable comme réserve de combustible.

En revanche, le piégeage du CO<sub>2</sub> du biogaz en sortie des biodigesteurs est intéressante et doit être développée dans des pilotes de recherche et des unités commercialisées en connexion avec des unités de méthanation combinant ce CO<sub>2</sub> avec l'hydrogène produit par électrolyseurs industriels consommant les excédents d'électricité renouvelable locaux.

### 4.4. Conclusion

L'avenir n'est pas écrit ; il repose entre nos mains pour que les générations à venir puissent vivre pleinement une vie digne d'être vécue sur une planète préservée des cataclysmes climatiques et nucléaires.

- <sup>1</sup> *La transition énergétique du Danemark : un modèle de planification démocratique européen*, T. de Larochelambert, Les Cahiers de Global Chance n°38 – janvier 2016.
- <sup>2</sup> *La transition énergétique en Suède : un aperçu du modèle scandinave*, A. Rüdinger, Les cahiers de Global Chance n°36 – novembre 2014.
- <sup>3</sup> *Die Energiewende in Deutschland: Strategische Entscheidungen für die Zukunft*, C. Kemfert et al., Gesellschaft Wirtschaft Politik. 2018, Vol. 67 Issue 1, p53-64.
- <sup>4</sup> *Multi-criteria decision analysis of energy system transformation pathways: A case study for Switzerland*, K. Volkart et al., Energy Policy 106 (2017) 155–168.
- <sup>5</sup> *Smart energy and smart energy systems*, H. Lund et al., Energy 137 (2017) 556-565.
- <sup>6</sup> *Beyond sensitivity analysis : A methodology to handle fuel and electricity prices when designing energy scenarios*, H. Lund et al., Energy Research & Social Science 39 (2018) 108-116.
- <sup>7</sup> *Response to 'Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable-electricity systems*, T.W. Brown et al., Renewable and Sustainable Energy Reviews 92 (2018) 834-847.
- <sup>8</sup> *Climate change 2013 – The physical basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, T.F. Stocker et al., Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.  
[https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/index\\_fr.shtml](https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/index_fr.shtml)
- <sup>9</sup> *Greater future global warming inferred from Earth's recent energy budget*, P.T. Brown & K. Caldeira, Nature 552 (2017) 45.
- <sup>10</sup> *Energy budget constraints on climate sensitivity in light of inconstant climate feedbacks*, K.C. Armour, Nature Climate Change 7 (2017) 331.
- <sup>11</sup> *Roadmap 2050 – A practical guide to a prosperous, low-carbon Europe - Technical analysis*, European Climate Foundation (2010) - [www.roadmap2050.eu](http://www.roadmap2050.eu)
- <sup>12</sup> *Critical insolation–CO<sub>2</sub> relation for diagnosing past and future glacial inception*, A. Ganopolski et al., Nature 529 (2016) 200.
- <sup>13</sup> *Health and climate benefits of different energy-efficiency and renewable energy choices*, J.J. Buonocore et al., Nature Climate Change 6 (2016) 100.
- <sup>14</sup> *Providing all global energy with wind, water, and solar-power, Part I: Technologies, energy resources, quantities and areas of infrastructure, and materials*, M.Z. Jacobson et al., Energy Policy 39 (2011) 1154–1169.
- <sup>15</sup> *Life cycle energy and carbon footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart*, J.K. Kaldellis et al., Renewable Energy 108 (2018) 72-84.
- <sup>16</sup> *Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application*, A. Bonou, Applied Energy 180 (2016) 327–337.
- <sup>17</sup> *The relative contribution of waste heat from power plants to global warming*, R. Zevenhoven et al., Energy 36 (2011) 3754-3762.
- <sup>18</sup> *Thermal pollution causes global warming*, B. Nordell, Global and Planetary Change 38 (2003) 305– 312.
- <sup>19</sup> *Consequences of thermal pollution from a nuclear plant on lake temperature and mixing regime*, G. Kirillin et al., Journal of Hydrology 496 (2013) 47–56.
- <sup>20</sup> *Bilan énergétique de la France*, Commissariat Général au Développement Durable, mars 2018.
- <sup>21</sup> *Probabilistic assessment of thermal fatigue in nuclear components*, B. Sudret, Z. Guédé, Nuclear Engineering and Design 235 (2005) 1819-1835.
- <sup>22</sup> *PERFORM 60: Prediction of the effects of radiation for reactor pressure vessel and in-core materials using multi-scale modelling – 60 years foreseen plant lifetime*, A. Al Mazouzi et al., Nuclear Engineering and Design 241 (2011) 3403-3415.
- <sup>23</sup> *Characterisation of the fracture properties in the ductile to brittle transition region in the welded material of a reactor pressure vessel*, M. Scibetta et al., Journal of Nuclear Materials 411 (2011) 25-40.
- <sup>24</sup> *An evolution of understanding of reactor pressure vessel steel embrittlement*, G.E. Lucas, Journal of Nuclear Materials 407 (2010) 59-69.
- <sup>25</sup> *Determination of fatigue curve parameters at cyclic strain limited loading according to mechanical characteristics of power energy structural materials*, A. Bražėnas, D. Vaičiulis, Nuclear Engineering and Design 241 (2011) 3596-3604.
- <sup>26</sup> *Kinetic study of corrosion product activity in primary coolant pipes of a typical PWR under flow rate transients and linearly increasing corrosion rates*, M. Rafique et al., Journal of Nuclear Materials 346 (2005) 282-292.
- <sup>27</sup> *Probabilistic ageing and risk analysis tools for nuclear piping*, G. Qian et al., Nuclear Engineering and Design 300 (2016) 541–551.
- <sup>28</sup> *Models of cladding failure estimation for a cycling nuclear unit*, M.V. Maksimov et al., Nuclear Engineering and Design 239 (2009) 3021-3026.
- <sup>29</sup> *Fatigue behavior of Zircaloy-2 under asymmetric loading at 400°C*, R.S. Rajpurohit et al., International Journal of Pressure Vessels and Piping 159 (2018) 84–92.
- <sup>30</sup> [http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports\\_gp/gp-re-acteurs/Pages/Synthese-rapport-IRSN-REX-combustible.aspx](http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_gp/gp-re-acteurs/Pages/Synthese-rapport-IRSN-REX-combustible.aspx)
- <sup>31</sup> *Effect of thermal aging on the leak-before-break analysis of nuclear primary pipes*, X. Lv et al., Nuclear Engineering and Design 280 (2014) 493–500.
- <sup>32</sup> *Thermal–mechanical stress analysis of pressurized water reactor pressure vessel with/without a preexisting crack under grid load following conditions*, S. Mohanty et al., Nuclear Engineering and Design 310 (2016) 112–124.
- <sup>33</sup> *Introduction au génie atomique*, J. Bouchard et al., Ed. Mines Paris ParisTech, 2007.
- <sup>34</sup> *PERFORM 60: Prediction of the effects of radiation for reactor pressure vessel and in-core materials using multi-scale modelling – 60 years foreseen plant lifetime*, A. Al

---

Mazouzi et al., Nuclear Engineering and Design 241 (2011) 3403-3415.

<sup>35</sup> *Monitoring radiation embrittlement during life extension periods*, A. Ballesteros et al., Nuclear Engineering and Design 267 (2014) 197-206.

<sup>36</sup> *Le point de vue de l'IRSN sur la sûreté et la radioprotection du parc électronucléaire français en 2010*. Rapport DSR N° 466, Direction de la sûreté des réacteurs.

[www.irsn.fr/FR/expertise/rapports\\_expertise/Documents/surete/IRSN\\_rapport\\_surete\\_du\\_parc\\_2010.pdf](http://www.irsn.fr/FR/expertise/rapports_expertise/Documents/surete/IRSN_rapport_surete_du_parc_2010.pdf)

<sup>37</sup> *Application of the French Codes to the Pressurized Thermal Shocks Assessment*, M. Chen et al., Nuclear Engineering and Technology 48 (2016) 1423-1432

<sup>38</sup> *L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire français, Processus de décision, options de renforcement et coûts associés à une éventuelle prolongation d'exploitation au-delà de 40 ans des réacteurs d'EDF*, 22 février 2014, Y. Margnac, WISE Paris, <https://www.greenpeace.fr/lecheance-40-ans-parc-nucleaire-francais/>

<sup>39</sup> *Les coûts de l'énergie nucléaire et la décision de prolongement, éléments de clarification pour le débat de la programmation pluriannuelle de l'énergie*, PACTE-CNRS, Grenoble INP, <https://ppe.debatpublic.fr/couts-lenergie-nucleaire-decision-prolongement-elements-clarification-debat-0>

Frédéric Marty, OFCE, Sciences Po Paris ; Université Côte d'Azur, GREDEG, CNRS

<sup>40</sup> *Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants*, juin 2011, Nuclear Energy Agency, EOC, <https://www.oecd-nea.org/ndd/reports/2011/load-following-npp.pdf>

<sup>41</sup> <https://umweltfairaendern.de/2017/07/akw-brokdorf-und-rostige-brennelemente-unklarheiten-ueber-ursachen-bleiben/>

<sup>42</sup> <https://www.shz.de/regionales/schleswig-holstein/akw-brokdorf-darf-nur-im-abgesicherten-modus-wieder-ans-netz-id17325276.html>

<sup>43</sup> *Nuclear and intermittent renewables : Two compatible supply options? The case of the French power mix*, C. Cany et al., Energy Policy 95 (2016) 135-146.

<sup>44</sup> *Les dossiers noirs du nucléaire en France*, D. Leglu et al., Presses de la Cité, 2013, 248 p

<sup>45</sup> *La physique des réacteurs nucléaires*, S. Marguet, Ed. La Voisier, 2013.

<sup>46</sup> *Optimisation de l'utilisation du gadolinium comme poison consommable dans le combustible nucléaire : Vers un REP sans bore*, P. Dario (2013), thèse, Université Aix-Marseille.

<sup>47</sup> *Exergo-ecological and economic evaluation of a nuclear power plant within the whole life cycle*, W. Stanek, Energy 117 (2016) 369-377.

<sup>48</sup> *Review of solutions to global warming, air pollution, and energy security*, M.Z. Jacobson, Energy Environ. Sci. 2 (2009) 148-173.

<sup>49</sup> *Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: A balanced appraisal*, J. Beerten, Energy Policy 37 (2009) 5056-5068.

<sup>50</sup> *Adapting the French nuclear fleet to integrate variable renewable energies via the production of hydrogen: Towards massive production of low carbon hydrogen?*, C. Cany et al., International Journal of Hydrogen Energy 42 (2017) 13339-13356.

<sup>51</sup> *EDF donne sa nouvelle vision de l'avenir énergétique de la France*, Techniques de l'Ingénieur, 20 juin 2018.

<sup>52</sup> *Rapport au Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires*, Rapport ASN référencé CODEP-DEP-2017-019368 Rapport IRSN/2017-00011, Séance des 26 et 27 juin 2017.

<sup>53</sup> *Décision n° 2017-DC-0604 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 15 septembre 2017 prescrivant une revue de dossiers de fabrication de composants installés sur les réacteurs électronucléaires exploités par la société Électricité de France (EDF)*.

<sup>54</sup> *Rapport au Groupe permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires*, Rapport ASN référencé CODEP-DEP-2018-008378, Séance du 27 février 2018.

<sup>55</sup> <https://negawatt.org/>

<sup>56</sup> [https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017\\_chapitre\\_05.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_chapitre_05.pdf)

<sup>57</sup> [https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017\\_chapitre\\_09.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_chapitre_09.pdf)

<sup>58</sup> *Renewable electricity potentials in France: A long term perspective*, T. Hubert, E. Vidalenc, Energy Procedia 20 (2012) 247 - 257.

<sup>59</sup> <https://ens.dk/en>

<sup>60</sup> <https://www.ag-energiebilanzen.de/>

<sup>61</sup> *Les énergies de l'Alsace - Projet alter*, T. de Larochelambert et al., 1983, Ed. Syros.

<sup>62</sup> *Géothermie - étude de faisabilité - dossier provisoire*, Ville de Lutterbach, AB consultants, BRGM, SERMET, avril 1984.

<sup>63</sup> *From electricity smart grids to smart energy systems - A market operation based approach and understanding*, H. Lund et al., Energy 42, 1 (2012) 96-102

<sup>64</sup> *Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions*, H. Lund, Academic Press, Elsevier.

<sup>65</sup> *Smart Grid Strategy - The intelligent energy system of the future*, Danish Ministry of Climate, Energy and Building, May 2013.

<sup>66</sup> <http://www.eu-ecogrid.net/ecogrid-eu/the-bornholm-test-site>

<sup>67</sup> <https://www.aalborgcsp.com/projects/19mwth-solar-district-heating-plant-denmark/>

<sup>68</sup> <http://www.arcon-sunmark.com/cases/vojens-district-heating>

<sup>69</sup> *temps de retour énergétique* = investissement énergétique total dans le cycle de vie de l'installation / énergie primaire moyenne produite annuellement par l'installation.

<sup>70</sup> *retour sur investissement énergétique*: énergie primaire totale produite par l'installation durant toute sa durée de vie standard / énergie totale consommée sur tout son cycle de vie.

<sup>71</sup> *Energy Concept 2030. - Summary. An analysis of concepts and development paths to sustain a competitive and strong RE-based energy system*, may 2015, <https://energinet.dk/Analyse-og-Forskning/Analyser/RS-Analyse-Maj-2015-Energikoncept-2030>

---

<sup>72</sup> *Choice Awareness: The Development of Technological and Institutional Choice in the Public Debate of Danish Energy Planning*, H. Lund, *Journal of Environmental Policy & Planning* 2 (2000) 249–259.

<sup>73</sup> *A review of frequency stability services for grid balancing with wind generation*, J. Boyle et al., The 14th International Conference on Developments in Power System Protection, At The Europa Hotel, Belfast, UK, March 2018.

<sup>74</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4>

<sup>75</sup> <http://www.institut-negawatt.com/>

<sup>76</sup> <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2011>

<sup>77</sup> *A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems*, D. Connolly et al., *Applied Energy* 87 (2010) 1059–1082.

<sup>78</sup> *L'exercice de prospective de l'ADEME «Vision 2030-2050»* - octobre 2013, [https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/85536\\_vision\\_2030-2050\\_document\\_technique.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/85536_vision_2030-2050_document_technique.pdf)

<sup>79</sup> *Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations*, ADEME, octobre 2015 -

<http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations>

<sup>80</sup> *Mix électrique 100 % renouvelables à 2050. Évaluation macro-économique*, ADEME – juin 2016,

<http://www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelables-a-2050-evaluation-macro-economique>

<sup>81</sup> *Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents*, Synthèse commune des contributions, ADEME, RTE, Enedis, juillet 2017 -

[http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/valorisation-socio-economique-reseaux-electriques-intelligents\\_synthese.pdf](http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/valorisation-socio-economique-reseaux-electriques-intelligents_synthese.pdf)

<sup>82</sup> *Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review*, P. Alotto et al., *Renewable and Sustainable Reviews* 29 (2014) 325-335.

<sup>83</sup> [http://www.mdpi.com/journal/energies/special\\_issues/Redox\\_Flow\\_Batteries](http://www.mdpi.com/journal/energies/special_issues/Redox_Flow_Batteries)

<sup>84</sup> *Débat public sur le projet de centre de stockage réversible profond de déchets radioactifs en Meuse/Haute-Marne (Cigéo) – Cahier d'acteurs n°118 et 119*, T. de Larochelambert - [http://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-cigeo/script/ntsp-document-file\\_downloadadda21.pdf?document\\_id=157&document\\_file\\_id=165](http://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-cigeo/script/ntsp-document-file_downloadadda21.pdf?document_id=157&document_file_id=165), [http://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-cigeo/script/ntsp-document-file\\_download8fba.pdf?document\\_id=158&document\\_file\\_id=166](http://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-cigeo/script/ntsp-document-file_download8fba.pdf?document_id=158&document_file_id=166)

<sup>85</sup> *“Green” path from fossil-based to hydrogen economy: An overview of carbon-neutral technologies*, N.Z. Muradov, *International Journal of Hydrogen Energy* 33 (2008) 6804-6839