

Production d'électricité sans nucléaire ni émission de CO2
Commentaires sur une étude du CIRED publiée en 2020

Une équipe du CIRED vient de publier une étude sur la façon de répondre à la demande d'électricité sans nucléaire ni énergie fossile¹. Elle conclut que cela ne coûterait pas plus cher qu'aujourd'hui. Avec les hypothèses de coût de l'éolien et de photovoltaïque qu'elle a retenues, le moyen de simulation simplifié que j'utilise retrouve ce résultat quel que soit le niveau de consommation. Il est donc possible de comparer aux résultats de cette étude d'autres jeux d'hypothèses. C'est utile car l'étude du CIRED retient un ensemble d'hypothèses explicites ou implicites qui sont hardies voire, pour certaines invraisemblables. En particulier, elle suppose que la consommation d'électricité aura diminué et qu'il sera possible de produire 15 TWh à partir de biométhane.

Or, si l'on veut tendre vers la neutralité carbone, pour minimiser l'ensemble des dépenses de production et de consommation d'électricité il faut étudier l'hypothèse d'une augmentation de la consommation supérieure à 50 %. Alors, une production d'électricité sans nucléaire et sans biométhane, demanderait 230 GW d'éoliennes, soit 40 ou 50 000 éoliennes et 175 GW de photovoltaïque, soit 500 000 hectares dédiés au photovoltaïque. Et elle nous ferait perdre la maîtrise d'une technologie qui peut nous procurer l'autonomie énergétique et dont le monde aura besoin.

De plus, si les coûts de l'éolien et du photovoltaïque ne sont pas ceux que suppose cette étude du CIRED mais ce que suppose RTE pour 2035, une production d'électricité sans nucléaire ni biométhane obligerait à dépenser 25 milliards d'euros par an de plus qu'avec du nucléaire et peu d'éolien et de photovoltaïque.

Appelons cette étude SPQ, initiales du nom de ses trois auteurs. Nous l'avons répliquée à l'aide d'un outil de simulation du système électrique SimelSP (dont on peut voir une présentation en annexe). Cette outil permet d'analyser les scénarios retenus dans l'étude SPQ et de calculer d'autres jeux d'hypothèses sur la consommation et sur le coût des moyens de production.

Ce qui conduit en particulier aux commentaires suivants (d'autres sont faits dans le courant de cette note) :

- Cette étude suppose que la consommation d'électricité serait inférieure de 15 % à la consommation actuelle ; elle reprend les hypothèses retenues par l'ADEME son étude « électricité 100 % renouvelable ». Cette hypothèse est tellement irréaliste que l'on peut s'étonner que l'ADEME l'ait retenue et que des centres de recherche de renom s'en servent, laissant ainsi penser qu'il serait aisé de se passer à la fois de nucléaire et d'énergie fossile. Pour éviter que la consommation d'électricité augmente tout en supprimant l'usage de fioul, de gaz et de carburant d'origine fossile il faudrait par exemple rendre tous les logements aussi bien isolés thermiquement que les logements neufs, ce qui serait extrêmement coûteux. Pour mesurer l'intérêt économique et social d'un programme de production d'électricité, les dépenses d'économie d'électricité doivent s'ajouter aux dépenses de production.

- L'étude suppose qu'il sera possible de préserver la stabilité du réseau électrique malgré la très forte diminution de l'inertie des masses tournantes des machines de production. Celles-ci en effet agissent spontanément et sans délai pour amortir les effets des brusques variations de production ou de consommation. Rien ne permet d'affirmer qu'il serait possible d'atteindre une telle fiabilité avec un

¹ L'étude du CIRED, « How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty? » par Behrang Shirizadeh -Quentin Perrier -Philippe Quirion est publiée dans *The energy journal*.

système de régulation électronique impliquant des centaines de milliers ou des millions de points de production et de stockage. Par ailleurs, un tel système sera vulnérable aux agressions portant atteinte aux données personnelles ou à son bon fonctionnement.

- L'étude suppose un doublement de la capacité des Steps (dispositifs de stockage d'énergie hydraulique). Elle surévalue la puissance (en GW) que les moyens de stockage tels que les batteries et les Steps peuvent *garantir aussi longtemps que l'on en a besoin*. La capacité de production à partir de gaz (biométhane ou méthane de synthèse) devrait être *supérieure de plus de 10 GW à celle qui est calculée dans cette étude*.

- Les hypothèses faites sur les performances et les coûts des moyens de production et de stockage sont contestables mais il n'est pas possible d'affirmer qu'elles seront ou non réalisées. Elles permettent de calculer que la production et de stockage de l'électricité serait moins coûteux sans nucléaire qu'avec nucléaire. On n'affirmera pas pour autant que ces hypothèses ont été choisies pour parvenir à ce résultat.

- Quoi qu'il en soit des dépenses, une production sans nucléaire demanderait plusieurs dizaines de milliers d'éoliennes, 500 000 hectares dédiés au photovoltaïque sur le sol (sur toiture, il serait beaucoup plus coûteux), huit fois plus de cuivre ou d'aluminium que le nucléaire et d'autres matériaux dont plusieurs sont stratégiques.

Le plan de la note

1- Avec la consommation supposée par l'étude du CIRED et sans nucléaire

présentation du scénario retenu et commentaires : la consommation, la production

la réplique par SimelSP / quelques variantes avec la même consommation

les dépenses avec les hypothèses de coût de l'étude du CIRED puis avec les hypothèses retenues par RTE pour 2035

2- Avec une consommation supérieure et sans nucléaire

3- Comparaison avec d'autres hypothèses comportant du nucléaire – avec les hypothèses de coût de l'étude du CIRED ou celles de RTE pour 2035

ANNEXES : un tableau montrant le résultat de différentes simulations

considérations autres que les dépenses

1- Avec la consommation supposée par l'étude du CIRED

1-1 : La consommation en 2050

Selon l'étude SPQ, la consommation annuelle est de 422 TWh (p. 12 de l'étude) avant pertes en ligne de 7 % ; la consommation finale est donc de 394 TWh, inférieure de 15 % à la consommation de 2013. SPQ se réfère aux hypothèses retenues par l'ADEME dans ses études « électricité 100 % renouvelable ». La réplique de SPQ par SimelSP utilise les chroniques horaires de consommation en 2050 que l'ADEME a publiées avec son étude « perspectives 2060 ». Ce profil de consommation est assez différent de ce qu'il est aujourd'hui car il suppose que la consommation s'adapte dans une certaine mesure à la production solaire, notamment en augmentant en milieu de journée et en abaissant les pointes du soir vers 19 h et du matin.

1-2 : Selon l'étude SPQ, les moyens de production et de stockage

Le système électrique doit pouvoir répondre à tout instant à la demande sans recours à l'importation.

La production éolienne et la production photovoltaïque sont calculées à partir de données trouvées dans la littérature sur l'activité éolienne selon les régions, la vitesse du vent à différentes altitudes de 2 à 50 mètres et les coefficients permettant de passer de la puissance éolienne à la puissance électrique produite (cf. annexe 2 de l'article susmentionné).

1-2-1 La stabilité du réseau électrique

Le logiciel de simulation Eoles utilisé par l'étude SPQ ne simule pas le cas où l'accès de l'éolien et du photovoltaïque au réseau doit être limité pour préserver la stabilité du réseau.

SimelSP suppose qu'il y a une limite mais que celle-ci peut être repoussée voire supprimée grâce, par exemple, à la présence stabilisatrice sur le réseau des rotors de machines déclassées ou par d'autres moyens. Quelques expériences à échelle réduite montrent que des dispositifs électroniques peuvent contribuer à la stabilité du réseau. Mais, à l'échelle nationale, l'efficacité de ce que l'on appelle abusivement une « inertie synthétique » est très incertaine. En l'absence presque totale de machines tournantes et avec la présence de centaines de milliers de points de production et d'onduleurs qu'il faudra synchroniser, il apparaîtra sans doute bien des difficultés nouvelles.

Quoi qu'il en soit, dans cette analyse de l'étude SPQ du CIRED, on suppose ici, comme le fait cette étude, que ces difficultés auront été levées sans dépenses supplémentaires.

1-2-2 La production, la consommation

La production annuelle des fleuves est de 29 TWh et celle des lacs de 16 TWh. C'est une hypothèse prudente, peut-être choisie pour anticiper le changement climatique. La puissance pouvant être délivrée par les fleuves est de 7,5 GW. Bien que l'étude n'en dise rien, ce ne peut pas être une puissance garantie car en hiver le débit des fleuves ne peut pas garantir plus de 3,3 GW.

La puissance pouvant être délivrée par les « lacs et réservoirs » est de 13 GW. C'est beaucoup plus que ce qui est aujourd'hui délivré par les lacs, moins de 6 GW et cette hypothèse de 13 GW ne tient pas compte des contraintes de tous ordres qui limitent la puissance électrique délivrée par les lacs.

La contenance des Steps est de 180 GWh, soit deux fois plus qu'aujourd'hui, hypothèse très contestable vu les difficultés rencontrées pour la création de nouveaux lacs. Je suppose que le rendement est de 80 %. La capacité est 9 GW, deux fois plus qu'aujourd'hui.

La production à partir de biométhane est de 15 TWh, hypothèse qui peut, elle aussi, être contestée vu que l'on attend beaucoup de la biomasse pour autre chose que la production d'électricité.

A partir des profils horaires d'activité éolienne et solaire de dix-huit années successives, les capacités éoliennes en mer et sur terre, la capacité photovoltaïque, la capacité de production de méthane de synthèse et la contenance des batteries sont calculées par le modèle Eoles de façon à minimiser les dépenses totales de production et de stockage.

L'article présentant cette étude indique que, parmi les années simulées, celle qui est la plus représentative d'une situation moyenne est l'année 2006. Alors - cf. p. 35 de l'article sus-mentionné -

- La capacité éolienne est de 80,1 GW sur terre avec un facteur de charge de 2800 heures par an ; elle est en mer de 12,4 GW avec un facteur de charge de 4700 heures par an.
- La capacité photovoltaïque est de 122,2 GW avec un facteur de charge de 1400 heures par an.
- Les batteries ont une capacité de 74,6 GWh avec un rendement de charge et décharge de 90 %.
- La capacité de l'électrolyse permettant de produire du méthane de synthèse pour produire de l'électricité (procédé P2G2P) est de 8 GW. Le rendement de ce procédé, selon l'étude SPQ, est de 49 % pour produire du méthane et de 45 % pour produire de l'électricité soit, au total de 25,5 %, valeur qui est reprise dans la réplique.
- La capacité de production à partir de biométhane ou de méthane de synthèse est de 33 GW.

Les hypothèses de coût de l'étude SPQ sont reprises ci-dessous.

L'éolien en mer est posé. Les coûts sont cohérents avec les coûts en Mer du Nord. Ce serait plus coûteux sur les côtes atlantique et méditerranéenne. Le coût du photovoltaïque laisse penser que la plus grande partie est posée sur le sol.

Les coûts selon Eoles CIRED EOLES Philippe Quirion	éolien sur terre	éolien en mer	PV -moyenne	Méthanation /kW cons.
investissement €/kW	1120	2330	425	1150
durée de vie années	25	30	25	25
frais fixes ann. €/kW/an	34,5	47	9	19
frais variables €/MWh				3
durée de fonctionnement	2800	4700	1400	
LCOE par MWh produit	39,5	40,4	27,04	

1.3- La réplique de l'étude SPQ par l'outil de simulation SimelSP

On introduit dans SimelSP les valeurs de la consommation annuelle et des capacités de production et de stockage sauf la production (en TWh) et la capacité de production (en GW) à partir de biogaz et de gaz de synthèse. SimelSP calcule la production à partir de biogaz et de gaz de synthèse et donne le moyen de calculer la capacité de production à partir de gaz. *Voir en annexe le tableau des simulations faites ici.*

La consommation,

La consommation est, comme dans l'étude SPQ, de 394 TWh soit 422 TWh avant les pertes en ligne. Son profil horaire est semblable à celui qui est retenu dans l'étude de l'ADEME « électricité 100% renouvelable ».

La production éolienne et photovoltaïque

Les capacités de production éolienne et photovoltaïque sont celles de l'étude SPQ pour l'année 2006 : éolien sur terre : 80,1 GW ; en mer : 12,4 GW : photovoltaïque : 122,2 GW.

L'activité éolienne sur terre est celle qui a été observée en France chacune des années de 2012 à 2017. L'activité éolienne en mer est la même que selon l'étude SPQ.

Le profil horaire de l'activité solaire est le même que celui qui a été observé en 2013. Il y a là une différence avec l'étude SPQ.

La production à partir de biogaz et de gaz de synthèse

Les quantités produites

Lorsque les possibilités de production sont supérieures à la demande, la différence sert à charger les batteries ou à alimenter l'électrolyse pour produire du méthane de synthèse. SimelSP charge les batteries avant d'alimenter l'électrolyse car le rendement de charge et décharge est bien meilleurs qu'en passant par la production de gaz de synthèse.

Selon l'activité éolienne des années 2012 à 2017, la production annuelle à partir de gaz est comprise entre 18,5 et 27 TWh et la production à partir de gaz de synthèse est de 5,5 à 6 TWh. Dans la suite, nous retenons le profil de vent de l'année 2016. La production à partir de gaz est de 18,9 TWh/an.

La capacité de production à partir de gaz,

SimelSP permet de voir heure par heure la puissance demandée aux moyens pilotables, c'est-à-dire au déstockage des batteries et des Steps, à la production à partir des lacs et à la production à partir de gaz.

Avec les données des années 2011 à 2017, le maximum de ce qui est demandé aux moyens pilotables est dans une fourchette de 50 à 66 GW.

Ce maximum de **66 GW** est atteint le 19 janvier 2016 à 9 h. La capacité éolienne aurait fourni 4 GW, soit 4 % de la capacité installée. Un peu plus tard le soleil² est apparu mais la production photovoltaïque est restée très faible et n'aurait pas dépassé 10 GW alors que la capacité nominale est dans cette simulation de 122 GW. La production pendant cette journée aurait été de 48 GWh ; la veille et le lendemain, elle aurait été inférieure à 70 GWh. Au total, sur trois jours 170 GWh. Soit, en moyenne 2 GWh par heure pour 122 GW installés.

Le contenu des stockages (batteries et Steps) est de 254 GWh. L'observation des chroniques horaires montre qu'avec cette contenance d'énergie, les batteries et les Steps peuvent garantir ensemble **18 GW** pendant le temps où l'on en a besoin. Ce n'est pas rien mais ce n'est pas plus. .

Si les lacs peuvent délivrer 13 GW, comme le suppose l'étude SPQ, la capacité de production à partir de gaz devrait être de **35 GW**. Or la capacité retenue par l'étude SPQ est 33 GW. Il manquerait **2 GW**.

Aujourd'hui, les lacs ne délivrent pas plus de 6 GW. La capacité de production à partir de gaz devrait donc être de 42 GW, soit 9 GW de plus que la capacité retenue par l'étude SPQ

Il ne suffit évidemment pas de raisonner sur une seule année ni sur dix-huit, comme l'étude SPQ.

Même en supposant que les lacs peuvent produire 13 GW, il manque probablement plusieurs GW de capacité de production à partir de gaz.

De plus, les simulations de SPQ et de la réplique avec SimelSP ont été faites à partir d'une hypothèse de consommation non seulement très basse mais aussi « aplatie » pour éviter les pointes de consommation. Avec la même consommation annuelle que dans l'étude SPQ mais un profil horaire semblable aux profils de consommation d'aujourd'hui, la capacité demandée aux moyens pilotables dépasserait 70 GW au lieu de 66 GW.

Il appartient à RTE de nous dire quelles sont les combinaisons de consommation, de vent et d'activité solaire les plus défavorables,

1.4- Quelques variantes avec la même consommation annuelle d'électricité

Avec un profil horaire de consommation semblable à celui de l'année 2016

Sans rien changer d'autre, si le profil de la consommation était celui de 2016, la production annuelle à partir de gaz de biométhane serait supérieure de 8,5 TWh de à ce qu'elle serait avec le profil de consommation élaboré par l'ADEME.

En effet, avec ce profil de consommation, si la production éolienne et photovoltaïque avait le même profil qu'en 2016, la production éolienne et photovoltaïque directement consommée (sans passer par le stockage) serait de 315 TWh sur un potentiel de production de 454 TWh alors qu'avec un profil de consommation semblable à celui de l'année 2016, elle ne serait que de 305 TWh. Soit une différence de 10 TWh, réduite de 1,5 TWh par une plus grande quantité stockée et déstockée.

Il est possible de diminuer la production à partir de biométhane de 8,5TWh, par exemple en augmentant la capacité des éoliennes en mer de 3 GW et la capacité photovoltaïque de 12 GW et la capacité d'électrolyse de 2 GW. Les dépenses augmentent alors de 0,5 milliard d'euros par an.

Si la gestion de l'eau des lacs est la même qu'aujourd'hui

L'étude SPQ suppose que les lacs peuvent fournir 13 GW. Si la puissance qu'ils peuvent délivrer est la même que celle qu'ils délivrent aujourd'hui, c'est-à-dire moins de 6 GW, la production à partir de biogaz sera supérieure de 3 TWh par an.

La réplique par SimelSP de l'étude SPQ suppose que les seules contraintes sur la gestion des lacs sont d'éviter qu'ils ne débordent et qu'ils ne se vident complètement. En réalité, la gestion des lacs doit se

² Comme dit plus haut, avec le rayonnement solaire tel qu'il a été reçu au sol durant l'année 2013 – il n'est pas interdit de penser qu'une telle conjonction puisse arriver et d'autres plus sévères si, de plus, il fait très froid.

plier à bien d'autres contraintes. Si la production des lacs a le même profil qu'en 2013, la production à partir de biogaz doit être supérieure de 6 TWh à ce qu'elle serait sans ces contraintes.

Si la capacité des Steps est la même qu'aujourd'hui

L'étude SPQ suppose que la capacité des Steps double, ce qui peut laisser perplexe. Si elle n'augmente pas, la production à partir de biogaz sera supérieure de 3,8 TWh à ce qui est calculé par cette étude.

Avec le profil de consommation, la gestion de l'eau et les Steps d'aujourd'hui

Selon cette variante, la consommation annuelle est celle de l'étude SPQ mais elle a le même profil horaire qu'aujourd'hui. La gestion des lacs est la même qu'aujourd'hui et ils ne fournissent jamais plus de 6 GW. Les Steps sont celles d'aujourd'hui. Alors la production à partir de biométhane serait supérieure de 22 TWh à ce qu'elle serait avec les hypothèses de SPQ..

Il serait possible d'éviter ces 22 TWh avec par exemple 10 GW de plus d'éolien en mer, 30 GW de plus de photovoltaïque et, pour produire du gaz de synthèse, 7 GW de plus d'électrolyse. Il faudrait aussi augmenter la capacité de production à partir de gaz pour compenser la diminution de puissance des steps et des barrages. Au total, les dépenses annuelles seraient supérieures de 4 milliards d'euros.

Si la production des machines tournantes doit être supérieure à un minimum

Pour préserver la stabilité du réseau, l'inertie des machines tournantes couplées au réseau doit être supérieure à une certaine limite. Cette limite pourrait être abaissée par des moyens s électrolyse

1.5- Les dépenses avec les hypothèses de coût et de performance de l'étude SPQ

Selon l'étude SPQ et sa réplique

Selon l'étude SPQ, le coût de l'éolien sur terre est 39,5 €/MWh, en mer de 40,4 €/MWh ; le coût du photovoltaïque sur sol et en toiture est en moyenne de 27 €/MWh. Les dépenses sont dans une fourchette de **20,7 à 21,8 milliards d'euros par an**.

Selon la réplique, sans compter les dépenses de la production à partir d'hydraulique ni le coût d'une augmentation de la capacité des Steps, avec une capacité de production à partir de gaz de 35 GW, les dépenses sont proches de **21 milliards d'euros par an**, sans valoriser les exportations ; si la capacité des interconnexions est de 20 GW, les exportations seraient de 38 TWh.

Cette dépense peut être rapportée à la consommation finale avant les pertes en ligne. Alors le coût de production et de stockage est de 52,7 €/MWh. Rapporté à la consommation avant les pertes en ligne, il est de 49,2 €/MWh. Hors la production hydraulique, dont le coût est très faible, il est de **59,3 € par MWh** de consommation finale.

Il faut y ajouter les dépenses de transport et de distribution. Celles-ci ne sont pas évaluées par l'étude SPQ.

Selon les variantes sans modification de la consommation annuelle

Le profil de consommation élaboré pour que celle-ci s'adapte à la production permet d'éviter une dépense d'un milliard d'euros par an.

Si la consommation a le même profil horaire qu'aujourd'hui, si la gestion de l'eau et la capacité des Steps sont les mêmes qu'aujourd'hui les dépenses seront supérieures de 3 milliards d'euros à ce qui est calculé par l'étude SMP et sa réplique soit un écart de 15 %.

Mais le total des dépenses est beaucoup plus sensible au coût de production de l'éolien et du photovoltaïque d'une part, au niveau de la consommation annuelle d'autre part.

1.6 - Avec d'autres hypothèses de coût et de performance de la production et du stockage

On retient ici les hypothèses de coût et de performance que fait RTE pour 2035.

Pour produire la même quantité d'électricité éolienne et photovoltaïque, il faut 100 GW d'éoliennes sur terre et 18 en mer et 143 GW de photovoltaïque.

Les dépenses annuelles de production et de stockage hors production hydraulique seraient de **32,5 milliards d'euros**, soit 11 milliards de plus qu'avec les hypothèses de l'étude SPQ. Ce coût de production et de stockage hors hydraulique serait de 93 € par MWh de consommation finale.

Les coûts éolien et photovoltaïque selon RTE pour 2035 Tx : 4,5 %	éolien sur terre	éolien en mer	PV -moyenne 80 % sur sol	Méthanation /kW cons.
investissement €/kW	1350	3160	700	1500
durée de vie années	25	25	25	25
frais fixes annuels €/kW/an	40	100	20	30
frais variables €/MWh				3
durée de fonctionnement	2200	3900	1200	
LCOE par MWh produit	59,6	80,3	48	

2- Avec une consommation finale supérieure à l'hypothèse de l'étude SPQ

La consommation finale d'électricité serait de 655 TWh par an

Supposons qu'il soit décidé de prendre les décisions qui permettent d'éviter les émissions de CO2 en dépensant le moins possible non seulement pour produire de l'électricité mais aussi pour limiter sa consommation.

Alors on ne cherchera pas à rendre tous les logements existants aussi bien isolés thermiquement que des logements neufs, comme le suppose le scénario de l'ADEME repris par l'étude SPQ. En effet il est économiquement et socialement intéressant de faire des travaux sur les logements qui, selon le DPE (diagnostic de performance énergétique), sont aujourd'hui en classe G, F ou E (les « passoires thermiques ») de façon à les mettre en classe D, et d'équiper ces logements de pompes à chaleur, éventuellement couplées à la chaudière existante, celle-ci brûlant du biogaz ou du biofioul pour pouvoir effacer la consommation électrique lorsque le système électrique en aura besoin.

Alors, la consommation d'électricité pour le chauffage serait presque le triple de ce que suppose le scénario de l'ADEME⁴ ; on retient ici un facteur multiplicateur de 2,5⁵.

Supposons également que, du fait de la réindustrialisation ou pour d'autres motifs, la consommation par les autres usages que le chauffage soit supérieure de 25 % aux hypothèses de l'ADEME reprises par l'étude SPQ.

La consommation finale d'électricité serait alors de **655 TWh - 700 TWh avant les pertes en ligne**.

La production et le stockage d'électricité

Comme pour la réplique par SimelSP de l'étude SPQ, on suppose que la production hydraulique est inchangée et que la production à partir de biométhane est voisine de 19 TWh par an.

Avec les hypothèses de l'étude SPQ sur l'éolien et le photovoltaïque

Avec les hypothèses de performance éolienne et photovoltaïque de l'étude SPQ, il serait possible de répondre à la demande sans nucléaire ni émissions de CO2 avec par exemple 100 GW d'éoliennes sur terre et 68 GW en mer, 153 GW de photovoltaïque, une électrolyse de 27 GW.

Avec l'activité éolienne de 2016, la production à partir de biogaz serait de 19 TWh. Les quantités déstockées seraient de 30 TWh, la production à partir de gaz de synthèse serait de 24 TWh. Les possibilités excédentaires seraient de 100 TWh.

La capacité de production à partir de gaz, *sans aucune marge de sécurité*, serait de **85 GW**

Les dépenses hors hydraulique seraient de **39,9 milliards d'euros par an** ; le coût de production et de stockage serait de 65,3 €/MWh.

C'est – rappelons-le - en supposant que la stabilité du réseau pourra être préservée par d'autres moyens que l'inertie des machines tournantes de production. A supposer que les CCG restent toujours couplées au réseau même sans produire, il faudrait ajouter sur le réseau les alternateurs de turbogénérateurs dont la capacité serait de 20 GW, une valeur avancée ici seulement à titre d'ordre de grandeur.

Avec les hypothèses de RTE pour 2035 sur l'éolien et le photovoltaïque

Pour avoir la même production, la capacité éolienne sera de 127 GW sur terre et 81 en mer ; la capacité photovoltaïque serait de 175 GW et celle de l'électrolyse de 30 GW.

Les dépenses seraient de **64,8 milliards d'euros par an**, soit 106 €/MWh de consommation finale.

4 Voir un article publié dans le numéro de mai-juin 2019 de la Revue de l'énergie. Le scénario de l'ADEME, repris par la SNBC, a été établi avant d'avoir évalué les dépenses d'isolation thermique qu'il suppose.

5 SimelSP peut simuler cette consommation à partir des données publiées par l'ADEME, q

3- Comparaison avec des parcs de production comportant du nucléaire

La comparaison entre des parcs de production d'électricité comportant plus ou moins de nucléaire, voire sans nucléaire, ne peut se faire utilement qu'en tenant compte d'un grand nombre de paramètres :

- la consommation : la quantité consommée en un an et le profil horaire de consommation
- Le coût et les performances des éoliennes et du photovoltaïque
- la capacité nucléaire
- la disponibilité en biométhane

,Voir un tableau plus complet en annexe

Consommation 394/422 TWh	Nucléaire.	Eolien	Solaire	Ex Gaz	Dont biomth	Dépenses		
	GW	GW	GW	GW	TWh	M€/an		
Coûts éolien et PV selon SPQ								
Sans nucléaire								
Scénario SPQ : année 2006	0	92,5	122	33	15	21000*		
Réplique du scénario SPQ	0			35	19	20700		
Coût du nucl. y/c dép. futures						5500 €/kW	4500 €/kW	
Avec nucléaire	30	35	32	17	19	21700	20300	
Coûts selon RTE 2035								
Sans nucléaire	0	117	143	35	19	32500		
Coût du nucl. y/c dép. futures						5500 €/kW	4500 €/kW	
Avec nucléaire	30	44	37	17.5	19	25600	24100	
Consommation 655/700 TWh	Nucl.	Eolien	PV	Gaz		Dépenses		
	GW	GW	GW	GW	19	M€/an		
Coûts éolien et PV selon SPQ								
Sans nucléaire	0	168	153	86	19	39900		
Coût du nucl. y/c dép. futures						5500 €/kW	4500 €/kW	
Avec nucléaire	40	87	94	59	19	40600	38600	
	71	40	27	49	19	43300	39800	
Coûts RTE 2035								
Sans nucléaire	0	208	175	86	19	64800		
Coût du nucl. y/c dép. futures						5500 €/kW	4500 €/kW	
Avec nucléaire	40	109	110	59	19	53400	51500	
	82	30	32	44	19	47100	43100	
Sans plus de Steps et barrages					19			
Sans biométhane								
Sans nucléaire	0	227	175	91	0	72300		
Avec nucl. à 5500 ou 4500 €/kW	90	30	30	37	0	50400	46000	

Les dépenses de production et de stockage selon la part de nucléaire

Avec les hypothèses de coût et de performance de l'éolien et du photovoltaïque retenues par l'étude SPQ, quel que soit le niveau de consommation d'électricité les dépenses de production et de stockage d'électricité ne sont guère différentes selon la part occupée par le nucléaire. Les écarts sont inférieurs à 10 %,

Ce résultat s'obtient avec des hypothèses dont plusieurs sont très contestables : le profil horaire de la consommation, la stabilité du réseau, le facteur de charge et le montant des investissements éolien et photovoltaïque, un doublement des Steps, le doublement de la puissance délivrée par les lacs, la disponibilité en quantité suffisante de biogaz (pour produire 15 TWh selon SPQ, 19 TWh selon la réplique).

Si les facteurs de charge et le coût de l'investissement de l'éolien et du photovoltaïque sont ceux que prévoit RTE pour 2035, une solution avec beaucoup de nucléaire conduit à des dépenses inférieures de 20 à 25 % à celles d'un parc de production sans nucléaire.

Autres considérations que les dépenses de production et de stockage de l'électricité

Les économies d'énergie et le niveau de consommation d'électricité

Le niveau de consommation retenu par l'étude SPQ est tellement bas qu'il est invraisemblable. Il suppose par exemple que tous les logements soient mais au standard BBC (bâtiment basse consommation), c'est à dire en classe B du DPE (diagnostic de performance énergétique), ce qui serait très coûteux : plusieurs centaines d'euros par MWh évité, plusieurs centaines d'euros ou plus de 1000 euros par tonne de CO2 évité. De plus, ce niveau de consommation suppose que la surface des logements, rapportée au nombre d'habitants, diminue et que la priorité soit donnée aux logements en immeubles collectifs, ce qui va à l'encontre du souhait de la population et des besoins révélés par la crise sanitaire.

Les hypothèses de consommation de l'étude SPQ ne tiennent pas compte, non plus, de la volonté de réindustrialiser le pays. Dans une perspective réaliste, elles ne peuvent donc pas être retenues.

Supposons donc que la consommation finale sera de 650 TWh, ou 700 TW/an avant les pertes en ligne.

Avec une consommation finale d'électricité de 650 TWh – 700 TWh avant les pertes en ligne

Quant à l'efficacité des éoliennes et du photovoltaïque, les hypothèses retenues par l'étude SPQ apparaissent excessivement optimistes. Retenons celles que fait RTE pour 2035.

Supposons aussi qu'il soit possible de doubler la contenance des Steps et la puissance pouvant être délivrée par les lacs et que l'on dispose de suffisamment de biogaz pour produire 19 TWh d'électricité. Si l'on refuse le nucléaire, un des parcs de production répondant à la demande au moindre coût comporterait 127 GW d'éoliennes sur terre, 81 GW d'éoliennes en mer et 175 GW de photovoltaïque avec une capacité de production à partir de gaz de 87 GW.

Il n'est pas du tout sûr que l'on puisse doubler les capacités des Steps ; les possibilités de production de biogaz sont limitées alors qu'il y a bien d'autres usages possibles.

Sans biogaz, avec la même capacité de Steps et de barrages qu'aujourd'hui,

Avec 90 GW de nucléaire, il suffirait de 33 GW d'éolienne et autant de photovoltaïque. Les dépenses seraient de **46 à 50 milliards d'euros par an** selon le coût du nucléaire.

Sans nucléaire il faudrait par exemple 127 GW éoliennes sur terre et 100 GW en mer, 175 GW de photovoltaïque, 40 GW d'électrolyse et 95 GW de production à partir de gaz. Les dépenses seraient de **72 milliards d'euros par an**.

Plus que le montant prévisible des dépenses, toujours discutable, c'est sans doute le nombre d'éoliennes (42000 sur terre, de 3 GW chacune ; 17000 en mer, de 6 GW) et les surfaces dédiées au photovoltaïque, (700 millions de mètres carré sur toiture 400 000 hectares au sol) et aussi la consommation de matériaux et l'indépendance technologique qui orienteront le choix vers plus ou moins de nucléaire.

Annexe

Encombrement, matériaux, la stabilité, maîtrise technologique, sûreté stratégique

L'encombrement, l'utilisation de sols

Les éoliennes sur terre, qui sont de plus en plus hautes, créent une gêne pour l'environnement. En Allemagne, selon les länder, elles doivent être à plus de 1000 ou de 1500 mètres des habitations. Un groupe de 10 éoliennes de 3 MW crée donc une nuisance sur 4 kilomètres carré soit une surface de 120 kilomètres carré par gigawatt d'éolienne. Une capacité éolienne sur terre de 100 GW affecte une surface de 12 000 kilomètres carré.

Une centrale nucléaire de 2 GW occupe environ un kilomètre carré et produit huit fois plus que des éoliennes dont la capacité est de 1 GW. Le rapport des surfaces affectées par la production d'électricité nucléaire ou éolienne est donc de l'ordre de 1 pour mille.

Le photovoltaïque sur le sol coûte beaucoup moins cher que sur toiture. C'est pourquoi nous avons supposé que 80 % seront posés sur le sol. Une capacité de 1 GW posé sur le sol occupe 30 kilomètres carré. Sa production est le sixième d'une capacité nucléaire égale qui occupe 0,5 kilomètre carré. Le rapport des surfaces occupées par la production nucléaire ou photovoltaïque est de l'ordre de 1 pour 400.

La consommation de cuivre, d'aluminium et de terres rares des éoliennes et du photovoltaïque

Dans une éolienne, les bobinages « travaillent » quatre fois moins que dans un groupe nucléaire. De plus, le courant doit être redressé puis ondulé. Au total, pour une même production d'électricité, les éoliennes demandent douze fois plus de cuivre qu'un groupe turbo alternateur.

Dans les éoliennes, les aimants permanents qui servent d'inducteurs sont dopés avec des terres rares de la famille des lanthanides. Or ces terres rares sont difficiles à extraire, leur purification est très polluante, elles sont onéreuses et importées.

Eoliennes et photovoltaïque étant répartis sur le territoire augmentent les besoins de lignes de transport et de distribution. Leur capacité devra être suffisante pour transporter les puissances électriques produites en pointe mais elles seront très peu employées puisque, en moyenne sur une année, elles ne verront passer que le quart ou le sixième des quantités qu'elles pourraient transporter.

La maîtrise technologique

En délaissant le nucléaire, la France laissera périr un savoir-faire qui lui est reconnu et dont le monde aura besoin.

La sûreté stratégique

Le système de contrôle commande d'un réseau électrique réparti sur le territoire et piloté électroniquement présentera des vulnérabilités nouvelles face aux risques d'accident ou d'agression.

Annexe à l'étude « plus ou moins de nucléaire – analyse d'une étude SPQ du CIRED »

Ce tableau suppose que la stabilité du réseau est préservée sans dispositif particulier.

Consommation : comme l'étude SPQ du CIRED : 394 TWh/an ; soit 422 TWh/an avant pertes en ligne									
	Nucl	Eolien		PV	Elctrls	Gaz		Dépenses*	
		S. ter	mer			biogaz	***		
Coûts éolien et PV selon SPQ	GW	GW	GW	GW	GW	TWh	GW	M€/an	
Sans nucléaire									
Scénario SPQ : année 2006	0	80,1	12,4	122,2	8	15	33	21000*	
Réplique du scénario SPQ *	0					18,7	35	20700	
Variante : profil de conso 2016						27,3	36		
Gestion des lacs 2013						25	45		
Conso, steps, lacs comme 2013						34	47		
		80,1	15	150	16	18,7	47	22400	
Avec nucléaire								5500 €/kW	4500 €/kW
	15	52	11	73	0	1887	23	20500	19700
	30	30	5	32	0	18,80	17	21700	20300
Coûts de l'éolien et du PV									
selon RTE 2035									
Sans nucléaire	0	102	15	142,6	8	18,6	35	32500	
Coût du nucl. y/c dép. futures								5500 €/kW	4500 €/kW
Avec nucléaire	15	65	14	85	0	18,8	24	28200	27600
	30	38,2	6	37	0	19	17,5	25600	24100
Consommation 655 TWh/an soit 701 TWh/an avant pertes en ligne									
	Nucl	Eolien		PV	Elctrls	Gaz		Dépenses*	
		S. ter	mer			biogaz	***		
Eolien et PV de SPQ	GW	GW	GW	GW	GW	TWh	GW	M€/an	€/MWh
Sans nucléaire	0	100	68	153	27	18,4	86	39900	
Coût du nucl. y/c dép. futures								5500 €/kW	4500 €/kW
Avec nucléaire	40	58	29,0	94	20	18,3	59	40600	38600
	71	23	17	27	5	18,7	49	43300	39800
Eolien et PV : RTE 2035									
Sans nucléaire	0	127	81	175	30	18,6	86	64800	
Coût du nucl. y/c dép. futures								5500 €/kW	4500 €/kW
Avec nucléaire	40	74	35	110	19	18,6	59	53400	51500
	82	30	0	32	5	18,6	44	47100	43100
Sans biométhane ni CO2									
Conso : profil de l'année 2016									
Sans nucléaire	0	127	100	175	40	0	95	72100	
Avec nucléaire	90	30	3	30	8	0	37	50400	46000