

Analyse et commentaires concernant le rapport :
Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050

Résumé et conclusions :

L'analyse de ce rapport soulève des questions de fond, d'ordre méthodologique, scientifique, technique ou économique sur plusieurs points essentiels qui font l'objet de développements détaillés dans les paragraphes 2 à 5 répertoriés ci-dessous.

Ce qui jette un doute majeur sur la validité de ses conclusions :

- Les pertes d'énergie n'ont pas été prises en compte dans les réseaux et ont été fortement sous-estimées dans les systèmes de stockage / déstockage,
- Les dimensionnements physiques proposés, également largement sous-estimés, conduisent en toute probabilité à mettre le pays dans le noir non pas une fois tous les 7 ans comme indiqué dans le rapport, mais plusieurs fois par hiver...
- L'équilibre instantané du réseau n'est même pas évoqué alors qu'il constitue la condition sine qua non de viabilité de toute solution incorporant un fort taux d'électricité intermittente.

En résumé, le rapport ne permet en aucune façon de conclure à la viabilité d'un mix renouvelable à 100 %. En outre, la méthodologie de chiffrage utilisée, qui néglige les « externalités négatives » de l'intermittence, et les estimations de coûts, qui résultent directement de dimensionnements sous-évalués, sont à remettre profondément en cause pour des résultats fortement revus à la hausse.

Sommaire :

- 1 – Données de base de l'analyse issues du rapport (p.2)
- 2 – Prise en compte des pertes d'énergie dans le système (p.4)
- 3 – Robustesse aux conditions météorologiques / sécurité d'alimentation (p.9)
- 4 – Un grand absent : l'équilibre instantané du réseau... (p.13)
- 5 – Bilan des dimensionnements et conséquences (p.16)

Annexe 1 : données issues des statistiques mensuelles de RTE concernant la production éolienne observée et conséquences (p.22)

Annexe 2 : comparaison des profils de production éolienne pour la France et pour l'Europe de l'Ouest (p.24)

Annexe 3 : analyse de l'intermittence instantanée dans quelques réseaux européens (p.25)

Références (p.28)

1 – Données de base de l'analyse issues du rapport

Elles sont résumées ci-après :

- **Scénario** concernant les productions et consommations d'électricité en 2050 retenu dans le rapport, à savoir :

* Une production annuelle de **482 TWh**,

* Une consommation annuelle de **422 TWh**,

* Une puissance maximale appelée en période de grands froids de **96 GW**.

- **Cas de référence** 100 % renouvelable pris en compte, dont les caractéristiques principales sont, en puissance et énergie :

- **Moyens de production**, pour :

- ✓ Une **capacité** totale installée de **196 GW** se répartissant comme suit (valeurs arrondies) :

- **169 GW de puissance intermittente** comprenant :

* Éolien : **106 GW** (dont **96** pour l'éolien terrestre ancienne et nouvelle génération et **10** pour l'éolien en mer posé)

* PV : **63 GW** (dont **38** au sol et **25** en toiture)

- **27 GW de puissance pilotée** comprenant :

* Hydraulique : **21 GW** (dont **13** de chute et **8** au fil de l'eau)

* Bois énergie : **3 GW**

* Autres moyens : **3 GW** (énergies marines, cogénération, géothermie, etc.)

- ✓ Une **production annuelle totale de 482 TWh** se répartissant en :

- **385 TWh de production intermittente** comprenant :

* Éolien : **303 TWh** (dont **261** pour l'éolien terrestre ancienne et nouvelle génération et **42** pour l'éolien en mer posé)

* PV : **82 TWh** (dont **52** au sol et **30** en toiture)

- **97 TWh de production pilotée** comprenant :

* Hydraulique : **62 TWh** (dont **28** de chute et **34** au fil de l'eau)

* Bois énergie : **23 TWh**

* Autres moyens : **12 TWh** (énergies marines, cogénération, géothermie, etc.)

- **Moyens de stockage**, pour une puissance totale de décharge de **36 GW / 61 TWh** annuels répartis entre :

- Stockage de court terme par batteries (**6 heures** de déstockage) : **12 GW / 22 TWh** annuels
- STEP (**32 heures** de déstockage) : **7 GW / 12 TWh** annuels
- Stockage inter-saisonnier par méthanation : **17 GW / 27 TWh** annuels
 - **Moyens de pilotage de la demande** pour une puissance de **pointe** cumulée de **26 GW** constitués par :
 - Parc de véhicules électriques : **7 GW** pointe / **16 TWh** annuels
 - Chauffe-eau : **4 GW** pointe / **7 TWh** annuels
 - Chauffage réseaux de chaleur par PAC : **14 GW** pointe / **26 TWh** annuels
 - Usages blancs : **0,7 GW** pointe / **8 TWh** annuels
 - **Flexibilité**, présentée dans le tableau suivant (valeurs en **GW**) :

	Lorsqu'il y a trop d'ENR	Lorsqu'il manque des ENR
Pilotage de la demande	22	8 (Effacement)
Stockage de court terme	12	12
STEP	7	7
Stockage inter-saisonnier	17	17
TOTAL	59	44

- **Pertes d'énergie explicitées dans le rapport**

L'écart entre production et consommation fait apparaître des « **pertes** » qui s'élèvent à **60 TWh au total** explicitées comme suit :

- « *La consommation totale annuelle est de 422 TWh, à laquelle il faut ajouter l'énergie perdue du fait des rendements des stockages : les STEP et stockages de court-terme, de rendements identiques 0.8, font **chacun** subir **3 TWh de pertes au système** ; le stockage inter-saisonnier, de rendement 0.33, est à l'origine de **40 TWh de pertes** »,*
- Il est dit par ailleurs que **17 TWh** sont perdus par **écrêtage** des productions intermittentes qui ne peuvent être stockées car trop abondantes.

Ce qui conduit à un total de : $3 \times 2 + 40 + 17 = \mathbf{63\ TWh} > \mathbf{60\ TWh}$...

NB : commentaires sur les facteurs de charge des moyens intermittents, récapitulés ci-dessous :

Moyen considéré	Éolien en mer	Éolien terrestre	PV	Ensemble mix intermittent
Production (TWh)	42	261	82	385
Puissance installée (GW)	10	96	63	169
Nombre d'heures annuelles	4 200	2 720	1 300	(2 280)
Facteur de charge (%)	48 %	31 %	15 %	(26 %)

Ces facteurs de charge sont globalement **optimistes** pour l'éolien :

- Le retour d'expérience des éoliennes en mer à l'étranger montre plutôt des valeurs moyennes autour de 40 %, soit 8 points de moins...

- Les éoliennes terrestres actuelles se situent entre 22 et 23 % en France métropolitaine. Le saut jusqu'à 31 % n'est **pas garanti**, même avec des éoliennes NG pour lesquelles on n'a actuellement **aucun retour d'expérience...**

- Par contre, un taux de l'ordre de 15 % pour le PV (13 % en moyenne nationale actuellement) est plutôt cohérent avec les progrès attendus des rendements des cellules PV (plus que probables à l'échéance de 2050) et/ou l'installation préférentielle dans les zones à fort ensoleillement du sud de la France.

Ce qui, compte tenu de la prépondérance de l'éolien dans le scénario retenu, conduit à minimiser globalement les dimensionnements nécessaires...

2 – Prise en compte des pertes d'énergie dans le système

➤ **Non prise en compte des pertes d'acheminement dans les réseaux**

Les valeurs des pertes issues du rapport, qui font apparaître un écart de 3 TWh inexplicé (voir ci-dessus) ne laissent par ailleurs **aucune place** aux **pertes d'acheminement dans les réseaux**. Or, elles existent bel et bien...

Si l'on se réfère aux **chiffres réels** des pertes de **transport** (RTE) et de **distribution** (ErDF) observés ces dernières années, on obtient les ratios de pertes suivants, ramenés à **l'énergie transportée** :

- Pertes de transport (RTE) : ~ **2,6 % de l'énergie transportée**, cette dernière étant égale à **l'énergie nette totale produite**, RTE ayant le monopole du transport,

- Pertes de distribution (ErDF) : ~ **6,4 % de l'énergie transportée**. Ce chiffre ne **s'ajoute cependant pas** au précédent car ErDF ne reçoit qu'environ **67 %** de l'énergie **acheminée** par RTE.

Si l'on agrège les deux chiffres ci-dessus **ramenés à l'énergie injectée dans le réseau**, on obtient donc un **taux de perte global** de :

$$2,6 + 6,4 \times 0,974 \times 0,67 \sim \mathbf{6,8 \% \text{ de l'énergie injectée dans le réseau}}$$

Ce qui représente donc : $482 \times 0,068 \sim \mathbf{33 \text{ TWh}}$ environ en valeur arrondie pour les **pertes d'acheminement dans les réseaux**, si l'on se base sur les estimations du rapport. **Sous-estimées** en l'occurrence (voir plus loin).

Si on y ajoute les **3 TWh** en écart ci-dessus, la **sous-estimation** des pertes atteint **36 TWh à ce stade**.

➤ **Sous-estimation des pertes dans les systèmes de stockage / déstockage**

Cette sous-estimation concerne les stockages **court-terme** et **inter saisonnier** (les pertes des STEP sont par contre correctement évaluées).

• **Pertes du stockage court terme**

Sur la base d'un rendement de **80 %**, les pertes pour **22 TWh** d'énergie **déstockée** s'élèvent à : $22 / 0,8 - 22 = \mathbf{5,5 \text{ TWh}}$ et **non 3 TWh** comme indiqué dans le rapport.

- **Pertes réévaluées du stockage inter saisonnier**
- ✓ **Pertes calculées dans les conditions du rapport (rendement global de 33 %)**

Elles sont récapitulées dans le tableau ci-dessous, en **TWh** :

Moyen de stockage	Court terme	STEP	Inter saisonnier	Total
Quantité déstockée	22	12	27	61
Rendement global de stockage / déstockage	80 %	80 %	33 %	(~ 40 %)
Quantité à stocker (donc produire...)	$22 / 0,8 =$ 27,5	$12 / 0,8 =$ 15	$27 / 0,33 =$ 82	124,5
Perte	$27,5 - 22 =$ 5,5	$15 - 12 =$ 3	$82 - 27 =$ 55	63,5

Ces pertes s'établissent donc à **63,5 TWh**, soit $63,5 - (40 + 2 \times 3) =$ **17,5 TWh de plus** qu'indiqué dans le rapport.

- ✓ **Pertes réévaluées dans les conditions industrielles réalistes (rendement global de 25 %)**

Cependant, un rendement de **33 %** pour la chaîne Power to gas + Gas to power n'a actuellement pas de réalité. En effet, cette la chaîne comprend la « cascade » d'installations suivante :

Électrolyseur – Méthanateur – Station de compression – (Réseau de gaz) – Cycle combiné

Faire des gains très importants ne peut venir que des opérations **d'électrolyse** et de **méthanation**, les moins avancées scientifiquement et industriellement (il n'y a plus grand-chose à attendre pour les autres étapes, qui sont à maturité industrielle). De plus, le fonctionnement de ces installations serait le plus souvent **discontinu** du fait de l'intermittence de leur alimentation. Ce qui nuirait fortement au rendement industriel, **les transitoires étant toujours sources de rendements loin de l'optimum**. Bref, un tel rendement de **33 %** relève aujourd'hui d'un pari.

Une estimation plus **réaliste**, quoique toujours **optimiste**, dans la mesure où elle n'a pas encore été étalonnée à l'échelle industrielle, résulte des rendements unitaires suivants :

Électrolyseur : 65 % ; Méthanateur : 70 % ; Station de compression : 90 % ; Cycle combiné : 60 %, les pertes dans le réseau de gaz (existant) étant supposées négligeables.

Ce qui conduit à un **rendement global** de : $0,65 \times 0,70 \times 0,9 \times 0,6 \sim$ **0,25 soit 25 %**. Avec pour effet **d'accroître les pertes du stockage inter-saisonnier** d'un facteur $33 / 25 =$ **1,32**.

- **Bilan des pertes de rendement réévaluées dans les systèmes de stockage / déstockage**

Elles sont récapitulées dans le tableau ci-dessous, en **TWh** :

Moyen de stockage	Court terme	STEP	Inter saisonnier	Total
Quantité déstockée	22	12	27	61
Rendement global de stockage / déstockage	80 %	80 %	25 %	(~ 40 %)
Quantité à stocker (donc produire...)	$22 / 0,8 =$ 27,5	$12 / 0,8 =$ 15	$27 / 0,25 =$ 108	150,5
Perte	$27,5 - 22 =$ 5,5	$15 - 12 =$ 3	$108 - 27 =$ 81	89,5

Il ressort de ce tableau que :

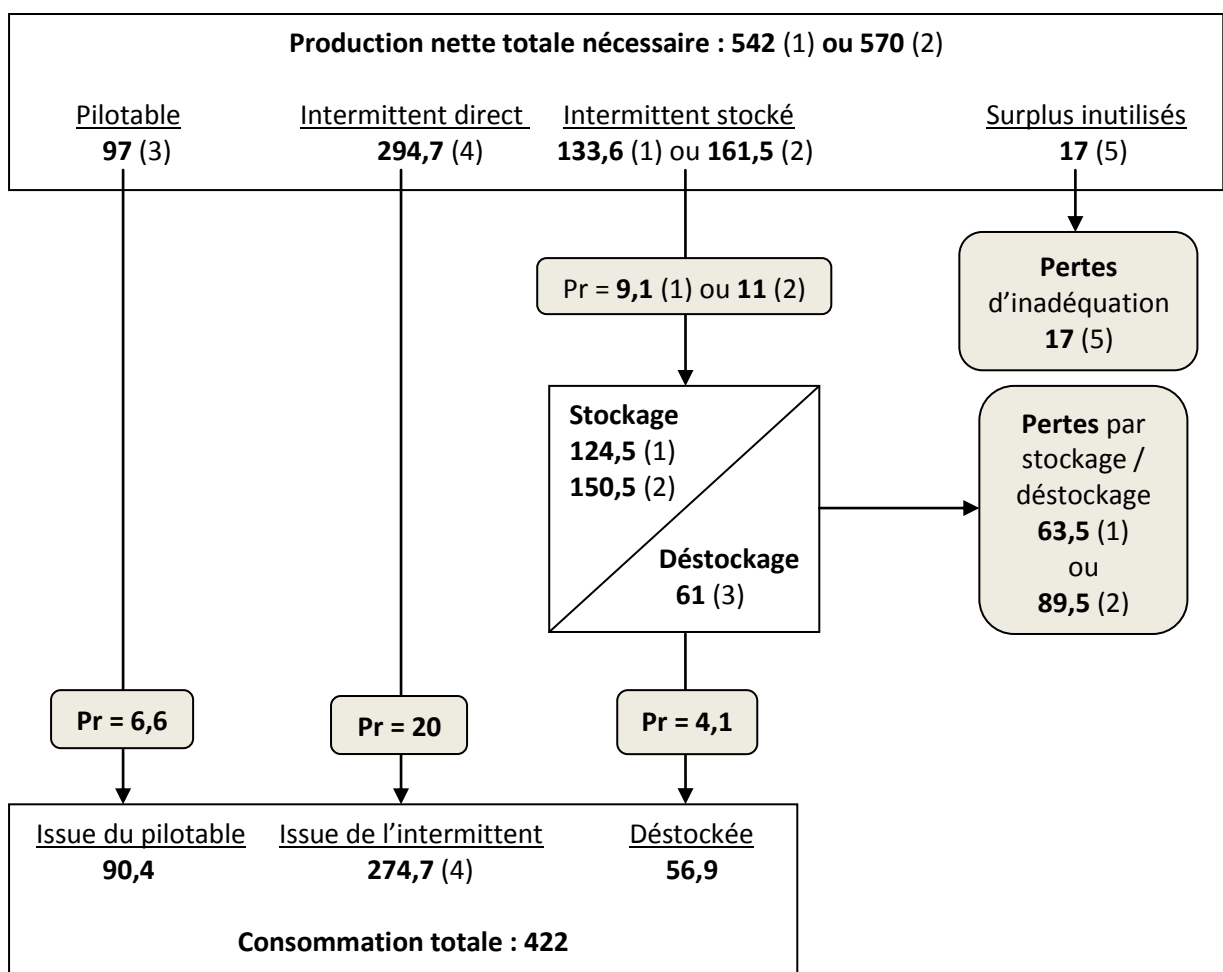
- La perte globale de stockage / déstockage estimée de façon plus **réaliste** est considérable : **89,5 TWh**, soit $89,5 / 385 \sim 23\%$ de la **production intermittente totale**...

Elle est supérieure de $89,5 - (40 + 2 \times 3) = 43,5$ TWh aux estimations du rapport, le gros de l'écart provenant du **stockage / déstockage inter saisonnier**.

- Pour déstocker **61 TWh**, il faut en avoir **stocké... 150,5 !** Donc **produit autant**, ce qui a un impact sur les dimensionnements à la fois des moyens de **stockage** et des moyens de **production intermittents** (voir plus loin).

- **Bilan global de l'ensemble des pertes réévaluées (y compris pertes dans les réseaux)**

Elles sont figurées sur le schéma suivant, qui représente l'ensemble des flux d'énergie mis en œuvre (en TWh) :



Pr : pertes réseau [total = $6,6 + 20 + 4,1 + 9,1$ ou $11 = 39,8$ (1) ou $41,7$ (2)]

(1) : hypothèse de rendement 33 %

(2) : hypothèse de rendement 25 %

(3) : valeur de référence reprise du rapport

(4) : terme de bouclage pour respecter la consommation totale de **422**

(5) : surplus inutilisés par le système électrique par inadéquation entre l'intermittent disponible et les capacités de stockage du moment (valeur reprise du rapport, car non accessible à un calcul simple plus précis, donc approximative. Mais proportionnellement faible en tout état de cause)

NB : l'énergie est **conservée** : **Production = Consommation + Pertes** (aux écarts d'arrondis près)

Ce schéma fait apparaître que le rapport recèle des **sous-estimations très importantes** :

- Des **pertes globales d'énergie**, sous-estimées de $17,5 + 39,8 \sim 57$ TWh dans l'hypothèse (1) ou de $43,5 + 41,7 \sim 85$ TWh dans l'hypothèse (2),

- Des moyens de production **nécessaires** pour **assurer une consommation de 422 TWh**, sous-estimés de $542 - 482 = 60$ TWh dans l'hypothèse (1) ou $570 - 482 = 88$ TWh dans l'hypothèse (2). Ce qui implique des moyens **intermittents** supplémentaires de **production** mais aussi de **stockage associé**.

➤ **Conséquences sur les dimensionnements des moyens de production intermittents et des moyens de stockage.**

Pour passer aux dimensionnements en **puissance**, il faut prendre en compte les **facteurs de charge des moyens intermittents utilisés**, qui sont également applicables aux **dimensionnements des moyens de stockage**, puisque ces derniers ne peuvent être « **chargés** » que lorsque ces moyens intermittents **fonctionnent**. Pour la suite de l'analyse, on ne retiendra plus que **l'hypothèse (2)**, la plus **réaliste**. Trois cas sont examinés ici :

- Moyens constitués du même **mix intermittent** que dans le rapport, dont le **facteur de charge moyen pondéré** est de **26 %**, ce qui correspond à environ **2 280 heures** par an en équivalent pleine puissance (voir ci-dessus).

- Moyens intermittents exclusivement constitués **d'éolien terrestre** (l'éolien en mer étant plus difficile et coûteux et le solaire pas assez productif) dont le **facteur de charge moyen pondéré** est de **31 %**, ce qui correspond à environ **2 720 heures** par an en équivalent pleine puissance (voir ci-dessus).

- Moyens intermittents exclusivement constitués de **PV** (l'éolien terrestre se heurtant à des oppositions très dures d'implantation) dont le **facteur de charge moyen pondéré** est de **15 %**, ce qui correspond à environ **1 300 heures** par an en équivalent pleine puissance (voir ci-dessus).

• **Dimensionnement des moyens de production intermittents pour charger les stockages**

Les moyens de production intermittents doivent délivrer **161,5 TWh** pour satisfaire aux **seuls besoins de stockage**, auxquels il faut ajouter les **17 TWh de surplus inutilisés** par inadéquation entre énergie fatale disponible et capacités de stockage, soit un total de **178,5 TWh**. Si l'on reprend les trois cas précédents, on aboutit au tableau suivant :

Moyen intermittent	Éolien terrestre	Mix intermittent	PV
Temps équivalent pleine puissance (heures)	2 720	2 280	1 300
Puissance à mettre en œuvre (GW)	66	78	137

Ces puissances intermittentes sont à **ajouter** aux **129 GW** (fournissant les **294,7 TWh** qui alimentent **directement** la demande dans le schéma ci-dessus. Pour arriver aux totaux considérables suivants, selon les moyens intermittents mis en œuvre :

- $129 + 66 = 195$ **GW intermittents**, soit $195 - 169 = 26$ **GW** d'éolien terrestre en plus, portant le total à $96 + 26 = 122$ **GW**, ce qui ferait passer le nombre d'éoliennes de **50 000** (anticipées dans le rapport) à **plus de 65 000**. Contre **moins de 5 000** actuellement, alors que les auteurs du rapport identifient à juste titre un fort risque de rejet de la part de la population bien avant 50 000 machines...

- $129 + 78 = 207$ **GW intermittents**, soit $207 - 169 = 38$ **GW** de **mix intermittent** en plus, qui passerait **au total** à **118 TWh** d'éolien terrestre (+ 22 TWh, soit plus de **61 000 machines**), **12 TWh** d'éolien en mer (+ 2 TWh) et **77 TWh** de PV (+14TWh).

- 129 + 137 = **266 GW intermittents, soit 266 – 169 = 97 GW** de PV en plus, si utilisé seul...

NB : ces résultats peuvent paraître étonnants. L'explication est pourtant très simple et tient aux **très faibles facteurs de charge** des moyens intermittents : comme leur temps de production annuel **équivalent à pleine puissance** est très faible, il faut mettre en jeu des puissances **extrêmement importantes** pour « charger » les capacités de stockage lorsqu'ils... fonctionnent.

- **Dimensionnement de la chaîne de méthanation**

Cette question concerne uniquement le stockage **inter saisonnier**, qui « consomme » **108 TWh** d'électricité intermittente. Les puissances à mettre en œuvre sont résumées dans le tableau suivant, selon le mode de production intermittent retenu :

Moyen intermittent	Éolien terrestre	Mix intermittent	PV
Temps équivalent pleine puissance (heures)	2 720	2 280	1 300
Puissance à mettre en œuvre (GW)	40	47	83

Cette puissance est celle qui est à **mettre en œuvre** dans les **électrolyseurs** qui sont en tout **début de la chaîne de méthanation**. Comme on le voit, il s'agit d'une puissance extrêmement élevée dans tous les cas, qui devient même **exorbitante** dans l'hypothèse « PV seul », l'hypothèse « mix intermittent » conduisant déjà à la **puissance très impressionnante de 47 GW en électrolyseurs !**

NB : les **dimensionnements** décroissent ensuite dans la chaîne de méthanation, à chacune des étapes de transformation, pour se réduire à **17 GW** pour la dernière, **supposée** constituée de **cycles combinés au gaz, bien que le rapport n'en fasse pas mention dans l'inventaire des moyens de production** mis en œuvre dans l'hypothèse 100 % d'énergie renouvelable : rien n'est dit sur la manière dont on passe de **47 TWh** de gaz de synthèse à **27 TWh d'électricité** déstockée. Mais, compte tenu du rendement de conversion proche de 60 %, on ne peut faire d'autre hypothèse.

On notera également que **27 TWh** à produire par **17 GW** de puissance installée traduit un facteur de charge de moins de... **1 590 heures par an !** Très faible donc, et très loin des 4 000 à 6 000 heures nécessaires pour **amortir économiquement** ces installations. Ce qui signifie qu'elles devront être **subventionnées** d'une manière ou d'une autre dans le schéma économique global...

D'où, en conclusion :

Les pertes d'énergie ont été soit purement et simplement ignorées (pertes d'acheminement dans les réseaux) soit fortement sous-estimées (dans les systèmes de stockage / déstockage). Il en résulte un fort sous-dimensionnement des moyens intermittents et des moyens de stockage / déstockage chiffrés dans le rapport.

➤ **Conséquences environnementales, industrielles et économiques**

Les **pertes** considérables des systèmes de stockage / déstockage, essentiellement celles de la **voie méthanation**, au rendement global très faible, occasionnent des **surdimensionnements irréalistes** d'un point de vue :

- **Environnemental** (nombre d'éoliennes) et **industriel** (taille des installations nécessaires à 47 GW d'électrolyseurs, puissance considérable, et quantités d'hydrogène produites associées),

- Et bien sûr économique, les **investissements** nécessaires étant colossaux... (Voir ci-après, § 5).

Ce qui invalide les évaluations de coûts du rapport, très fortement sous-estimées...

3 – Robustesse aux conditions météorologiques / sécurité d'alimentation

➤ Fréquence des périodes critiques lors des pointes de consommation d'hiver

La période la plus critique de l'année est bien sûr celle des deux mois d'hiver de décembre et janvier ou, selon l'année, des deux mois allant en gros du 15 décembre au 15 février, qui cumulent :

- Les demandes de pointe maximales,

- Des durées du jour très courtes, dont la **durée efficace pour le PV** n'excède pas 8 heures environ. Ce qui signifie que le PV ne fonctionne **pas du tout** pendant **16 heures d'affilée par nuit**. Et, si de surcroît le ciel est brumeux ou plombé par des nuages sombres en journée il ne fonctionne qu'à très faible puissance en heures diurnes. Bref, le PV peut osciller entre 0 (la nuit) et une très faible part de sa puissance installée (le jour) durant **plusieurs** jours de suite...

- Enfin, en dépit de mois d'hiver souvent **favorables** à l'éolien, les **statistiques de RTE** montrent que la production de ce dernier (voir détails en annexe 1) :

* **Peut tomber à moins de 10 % de la puissance installée une dizaine de fois en moyenne** durant ces périodes de 2 mois, et descendre à des valeurs inférieures à **1 % seulement**,

* Ce pour des **durées** :

° **Continue** jusqu'à **3 à 4 jours d'affilée...**

° **Cumulées** d'une grande semaine en moyenne dans ces mêmes périodes,

Autrement dit, l'éolien peut faire **pratiquement défaut** pendant des périodes de plusieurs jours. **Cumulé à l'absence ou quasi-absence de PV**, on aboutit donc à une **production intermittente globalement extrêmement faible**.

Or, ces résultats, difficilement contestables car directement déduits de **l'observation de la réalité** telle **qu'enregistrée** par RTE durant **4 hivers consécutifs** viennent **contredire** ceux du rapport qui indique, page 78 :

*« En tout, plus de 60 000 heures de combinaisons différentes de consommation, ensoleillement et vent ont ainsi été considérées. Le mix optimisé a permis la satisfaction de l'équilibre offre-demande **sur toutes les heures de six des sept scénarios météorologiques étudiés**. Le septième scénario présente une période de **2 jours** avec une demande électrique élevée et **une production éolienne quasi-nulle sur l'ensemble de la France [...] 11 GW de capacité d'effacement ou de déstockage supplémentaires seraient alors nécessaires pour répondre à la demande sans défaillance [...] Aucun effacement industriel n'a été considéré dans l'étude** »*

Cette formulation laisse en effet supposer que le manque de production serait limité à une période de **2 jours** sur les 60 000 heures étudiées, soit l'équivalent de $60\,000 / 8\,760 \sim 7$ ans environ. Ce qui en ferait un phénomène **rare**.

Or, les **relevés** de RTE indiquent clairement que les épisodes de **vent faible hivernal** (caractérisés par une puissance fournie inférieure à 10 % de la puissance installée) se produisent **en moyenne une dizaine de fois par hiver ! Et peuvent durer plus de 2 jours consécutifs...**

D'où une interrogation majeure :

La **méthodologie** utilisée par les auteurs du rapport est-elle **valide** ? Alors qu'un **calcul très simple**, fondé sur les **statistiques réelles** de production éolienne durant 4 hivers démontre un résultat à peu près... **70 fois supérieur** !

➤ **Peut-on compter à coup sûr sur les pays voisins durant ces périodes critiques ?**

La réponse est malheureusement **négative** : une étude de **SLC (Sauvons le Climat)** citée en annexe 2 montre en effet que **lorsque le vent est faible sur la France, il l'est aussi chez nos plus proches voisins d'Europe de l'Ouest...** Ajouté au fait que cette dernière est très étendue en latitude mais **pas en longitude** (1,5 fuseau horaire environ pour les pays concernés : Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, Irlande, UK en plus de la France) cela signifie **qu'il fait nuit sur la zone à peu près en même temps**, à une ou deux heures près.

Par conséquent, la conclusion établie ci-dessus pour la France est valable pour toute cette zone : **la production intermittente, éolienne et PV de toute l'Europe de l'Ouest peut couramment tomber à un niveau extrêmement faible durant les longues nuits autour du solstice d'hiver...**

On notera en outre que les **interconnexions** entre ces pays sont dans ce cas **inopérantes** : car il n'y a alors tout simplement... **pas d'électricité intermittente** à transporter, donc importer. Il faut compter sur ses seules ressources internes...

➤ **Déficit de production durant ces périodes critiques**

Peut-on dans ces conditions alimenter le réseau en toute sécurité ? Considérons le cas **enveloppe** de la pointe de consommation maximale de **96 GW** estimée dans le rapport, qui se produit toujours entre 19 et 21 heures, donc par nuit noire. Les divers moyens pour satisfaire la demande sont, dans l'hypothèse de **vent faible hivernal** ci-dessus :

* Puissance éolienne terrestre : inférieure à **9,6 GW**

* Puissance éolienne en mer : supposée égale à **3 GW** (30 % de la puissance installée, soit une hypothèse plutôt optimiste...)

* Puissance PV : **0**

* Puissance hydraulique : **11 GW** (maximum historique observé l'hiver)

* Puissance en bois énergie : **3 GW** (supposé utilisé à son maximum)

* Puissance des autres moyens : **3 GW** (supposés utilisés à leur maximum)

Ce qui fait dans le meilleur des cas un total pour les moyens de **production** de **30 GW** en chiffres ronds... Il manque donc $96 - 30 = 66$ **GW pour passer la pointe** !

Même en prenant en compte les **44 GW de flexibilité** (voir ci-dessus) le **déficit** de production est encore de : $66 - 44 = 22$ **GW**... Qui ne peut plus être comblé que par des **importations d'électricité**, tous les moyens nationaux étant déjà utilisés à ce stade !

Et même en prenant un pic de consommation plus raisonnable d'année « normale » de l'ordre de **86 GW**, donc **d'occurrence** beaucoup plus **fréquente** (a minima **annuelle**) il faudrait encore importer **12 GW**...

Tout cela compte tenu d'hypothèses explicites ou implicites **plus qu'optimistes** :

- Envisager des importations de **22** ou même **12 GW** n'est évidemment ni **réaliste** (eu égard aux capacités d'exportation des voisins, qui risquent d'être soumis aux mêmes pénuries, voir ci-dessus) ni bien sûr **responsable** en termes **d'indépendance énergétique**. C'est donc difficilement envisageable en **solution de base...**

- Il n'existe **aucune marge pour aléas** (pour faire face à des pannes fortuites de moyens de production ou de déstockage), ce qui est évidemment contraire à la pratique de tout bon gestionnaire de réseau,

- Les moyens de stockage sont supposés avoir fait **le plein d'énergie accumulée** au moment où survient le pic de consommation. Sachant que ceux de **court terme** se vident en **6 heures au maximum** au-delà desquelles on perd irrémédiablement **12 GW de plus...**

Conclusion au vu de ces chiffres : **l'équation ne se boucle pas**, et de loin : il subsiste un **manque** très important de capacités de **production** et/ou de capacités de **stockage / déstockage** et/ou de capacités **d'effacement**. Et la France risque de se retrouver... **dans le noir pour plusieurs heures voire plusieurs jours si les conditions de vent faible hivernal subsistent !**

Conséquence : les **dimensionnements physiques** proposés dans le rapport pour les moyens mis en œuvre semblent **notablement insuffisants...** Et avec eux, **toutes les évaluations économiques** qui en découlent logiquement...

➤ **Comment rétablir l'équilibre production-consommation ?**

Si l'on reprend les termes de l'équation production-consommation de façon à assurer la **sécurité** du réseau, on peut raisonnablement estimer :

- Que l'on ne peut compter sur les **12 GW** de stockage **court-terme**, pas assez durables au regard de la durée des épisodes de **vent faible hivernal** et des nuits d'hiver (18 heures),

- Qu'il serait bon de viser un niveau d'importations ne dépassant pas **5 GW** de façon courante,

- Que l'on peut envisager un **effacement industriel** de l'ordre de **5 GW** comme indiqué dans le rapport,

- Qu'il faut disposer d'une marge de sécurité de l'ordre de **10 GW** pour faire face aux aléas techniques et/ou à une absence temporaire de possibilités d'importation.

Dans ces conditions, il faudrait **rajouter** une capacité de **production** et/ou une capacité de **stockage / déstockage** d'environ :

$$22 + 12 \text{ (stockage court-terme)} + 10 \text{ (marge)} - 5 \text{ (importations)} - 5 \text{ (effacement industriel)} = \mathbf{34 \text{ GW}}$$

Deux possibilités théoriques pour les obtenir :

- **Augmenter les capacités de stockage / déstockage**

La question qui se pose ici est double : comment produire par **déstockage**, d'une part **jusqu'à 34 GW de plus en électricité d'ultra-pointe**, d'autre part une puissance plus faible pour pallier les épisodes de **vent faible hivernal** dont la durée **cumulée** (voir plus haut) est de **8 jours en moyenne** pendant les deux mois les plus froids chaque hiver ?

Le déstockage court-terme étant trop rapidement épuisé, restent les STEP et la voie méthanation. Or, la **ressource en STEP** estimée dans le rapport est de 9,3 GW (valeur en l'occurrence **réaliste**). L'augmentation possible pour ce poste est donc de **2,3 GW** seulement...

Le reste ne peut donc provenir que de la **voie méthanation**, qui devrait être capable de délivrer **jusqu'à** $34 - 2 = 32 \text{ GW}$ (en chiffres arrondis) pendant quelques dizaines d'heures par an. Et un peu moins pendant les 8 jours annuels moyens de **vent faible hivernal**. Pendant lesquels on reste cependant globalement dans de **l'électricité de pointe**.

✓ **La réponse en puissance de pointe**

La réponse industrielle normale pour fournir cette électricité de pointe est l'usage de TAC (turbines à combustion) et non de cycles combinés. Mais le rendement des TAC est de moins de 40 %... Ce qui signifie qu'il faut $60 / 40 = 1,5 \text{ fois plus}$ de gaz de synthèse pour les faire fonctionner. À condition qu'il y en ait assez (voir ci-dessous).

NB : une remarque s'impose à ce stade : de tels dimensionnements en TAC sont tout simplement **aberrants** ! Et bien sûr extrêmement coûteux en investissements, quasi-impossibles à amortir en peu de jours de fonctionnement par an.

✓ **La réponse en énergie accumulée (sous forme de gaz de synthèse)**

L'équilibre en **énergie**, c'est-à-dire en **puissance moyenne sur l'année**, étant établi, les quantités de gaz de synthèse sont implicitement **suffisantes**. Si ce n'était pas le cas, un recours exceptionnel au gaz naturel serait toujours possible... **Aucune augmentation** du stockage inter saisonnier n'est donc prévue ici.

• **Augmenter les capacités des moyens de production de pointe**

Si l'on s'intéresse aux **seuls** moyens de **production**, ce n'est évidemment pas en augmentant la puissance PV (effet nul garanti à 19 h !) ni même en augmentant la puissance éolienne (effet très faible) que l'on trouvera la puissance de pointe nécessaire.

De plus, le **potentiel hydraulique** n'autorise que de faibles marges d'augmentation, qui ne sont pas à l'échelle des besoins. Et les **énergies marines**, au potentiel en tout état de cause également **limité**, restent largement à venir.

Ne restent donc que les moyens pilotables classiques : très limités en l'occurrence, s'agissant de production d'électricité de pointe : des TAC fonctionnant cette fois au... **gaz naturel** comme évoqué ci-dessus, avec les mêmes machines et la même puissance installée. Moins satisfaisant en termes d'émissions de CO₂, cependant...

• **Conclusions sur l'équilibre production-consommation lors du passage des pointes**

On aboutit dans tous les cas à des dimensionnements **disproportionnés en moyens de pointe** à mettre en œuvre, qu'ils soient alimentés par du gaz de synthèse issu de la méthanation ou du gaz naturel, pour fonctionner **quelques dizaines d'heures par an**. Qui seront **impossibles** à rentabiliser **hors subventions**, avec impact sur le prix de l'électricité.

D'où, la conclusion :

En l'état actuel des technologies, assurer la sécurité des réseaux lors des périodes de pointe avec une énergie 100 % renouvelable impliquerait des dimensionnements exorbitants, en particulier en moyens de pointe. Raison supplémentaire pour s'arrêter avant... Où ? Toute la question est là !

4 – Un grand absent : l'équilibre instantané du réseau...

Faire une analyse de **l'équilibre production – consommation** au **pas horaire**, comme retenu dans le rapport, est évidemment pertinent en première approche. Mais c'est **totalelement insuffisant** : il est **impératif** de s'assurer **en plus** de **l'équilibre instantané** pour la **stabilité du réseau national et européen** et pour la **qualité** de la **fréquence** et de la **tension** délivrées aux différents consommateurs (à titre indicatif, les plages **normales** de variation sont de **+ ou – 1 %** pour la **fréquence (50 Hz)**, ce qui est très peu, et de **+ ou – 5 à 8 %** pour la tension).

- Pour ce qui concerne le réglage de **fréquence-puissance**, paramètre **global** au niveau du réseau, cet **équilibre instantané** est maîtrisé grâce à 3 niveaux de réglages agissant aux échelles approximatives de temps suivantes (en simplifiant) :

* Le réglage **primaire** agit à l'échelle de **quelques secondes** (par prélèvement sur l'énergie cinétique accumulée des lignes d'arbres des turbo-alternateurs des moyens classiques dans un premier temps),

* Le réglage **secondaire** agit à l'échelle de quelques **minutes**, par modulation de l'énergie primaire utilisée pour produire l'électricité,

* Le réglage **tertiaire** agit à l'échelle de quelques à plusieurs **dizaines de minutes** (pour optimiser le fonctionnement des moyens de production).

Un **dépassement** des capacités de **réglage primaire** et/ou **secondaire** ne permettant pas de rester dans la plage de fréquences [49 – 51] Hz conduisant à la nécessité de **délester** une plus ou moins grande partie du réseau, qui peut dans les cas les plus graves se transformer en **black-out généralisé**.

- Pour ce qui concerne le réglage de **tension**, paramètre **local** en divers points du réseau, trois niveaux de réglage sont également mis en œuvre.

Or, les **moyens de production éoliens et PV** ont précisément des performances **limitées** en matière de **contribution aux réglages réseaux** : **faibles** pour le réglage de la **fréquence** (seules les éoliennes pouvant avoir des capacités de réglage primaire, mais très limitées et non développées à l'heure actuelle), plus efficaces pour le réglage de la **tension locale** (pour les deux).

Cette performance limitée en termes de **services au système électrique** vient donc s'ajouter au caractère **aléatoire et intermittent** de ces énergies pour **limiter** leur introduction dans les réseaux. L'analyse de deux types très différents de réseaux permet d'éclairer la situation :

➤ Les réseaux isolés des îles

Il s'agit, en particulier, des réseaux de la Corse et des îles françaises des DOM (Réunion, Martinique, Guadeloupe) dépourvus pour l'instant de moyens de stockage / déstockage significatifs. Pour garantir leur stabilité dynamique, le **taux instantané** de pénétration des énergies **intermittentes** y est actuellement règlementairement limité à **30 %** (au-delà, le risque de perturbations majeures, pouvant aller jusqu'au « black-out » est trop élevé, sauf cas particulier).

Cette limite règlementaire de **30 %** n'a **rien d'arbitraire** : elle résulte d'études menées sur les réseaux isolés dans le monde (en particulier dans de nombreuses îles grecques, ainsi que sur le réseau de la Corse). Elle est par ailleurs déjà **couramment atteinte** sur certains des réseaux îliens concernés. On dispose donc d'un réel **retour d'expérience** dans ce domaine.

Pourra-t-on aller plus loin ? La réponse est **positive** : l'introduction de capacités de stockage / déstockage devrait en principe permettre de **repousser** cette limite de **30 %**, mais dans une certaine

mesure seulement, fonction du ratio entre ces capacités et la puissance du réseau, après de **nouvelles études** de stabilité.

➤ **Les réseaux européens fortement interconnectés**

Ces réseaux bénéficient de deux avantages, par rapport aux précédents :

- D'abord, de **quelques** capacités de stockage / déstockage, qui **restent cependant encore très loin des capacités massives** qui seraient nécessaires pour pallier l'intermittence des sources éoliennes et PV,

- Mais surtout de leurs **interconnexions**, qui apportent un effet stabilisateur très précieux aux différents réseaux nationaux dans la gestion de leur **équilibre instantané** production-consommation.

En toute logique, la comparaison avec les réseaux îliens permet donc de conclure que, toutes choses égales par ailleurs, ces réseaux interconnectés et pourvus de quelques capacités de stockage sont capables de supporter un **taux d'intermittence instantané supérieur à celui des réseaux isolés, donc supérieur à 30 %**. Toute la question étant, là encore, de savoir de combien...

L'observation de **quelques réseaux particuliers** en Europe permet d'avancer dans l'analyse avant d'envisager le **réseau européen dans son ensemble** :

• **Cas extrêmes observés à ce jour**

Deux cas (voir annexe 3) sont particulièrement intéressants à analyser, pour lesquels le taux de pénétration **instantané** d'électricité intermittente **dépasse couramment 50 %** : celui du **Danemark** (où il peut même atteindre... **100 % !**) et celui de **l'Espagne**, où il peut atteindre **50 à 60 %** à certaines périodes. Mais ces exemples **ne sont en aucun cas extrapolables à l'ensemble** des autres pays européens pour les raisons explicitées en annexe 3.

• **Cas du réseau européen dans son ensemble**

En tout état de cause, c'est le **réseau européen dans son ensemble** qui doit être pris en compte, interconnexions comprises, bien entendu. En effet :

- En période hivernale de **forte** consommation, les énergies intermittentes peuvent faire **pratiquement défaut** sur **l'ensemble de l'Europe de l'Ouest** (voir § précédent) ce qui met en cause l'équilibre des réseaux correspondants, à la fois à l'échelle de **plusieurs dizaines d'heures** (voir ci-dessus) et à l'échelle **instantanée**, les réseaux étant alors dans des situations précaires de déficit global de production,

- En période de **faible** consommation et **forte production éolienne et/ou PV**, si **tous** les pays de la plaque européenne sont supposés **massivement équipés** en moyens intermittents, **on ne saura que faire de cette électricité fatale** : il sera impossible de l'exporter chez les voisins, qui en auront déjà suffisamment ou trop ! Seules solutions :

* **Stocker** cette énergie, ce qui ramène à la problématique du stockage (voir ci-dessus),

* **Arrêter** une partie des éoliennes et du PV... C'est-à-dire **perdre** cette énergie gratuitement mise à disposition par la nature... Malheureusement quand on n'en a pas besoin !

La problématique, qui concerne le réseau européen dans son ensemble, est donc loin d'être simple, sous les aspects à la fois théoriques et retour d'expérience :

✓ **Sous les aspects théoriques**

La question est d'une **extrême complexité** compte tenu de la taille et de la diversité du réseau européen. De nombreuses études ont déjà été faites, d'autres sont en cours et d'autres encore seront indispensables **au niveau des réseaux nationaux**.

Mais, à la connaissance de l'auteur de ces lignes tout au moins, **aucune étude globale du réseau européen** ne semble avoir été faite à ce jour. Or, une telle étude sera indispensable si l'on veut y voir clair pour 2050... sachant qu'elle ne peut être valablement menée, eu égard à sa très grande complexité, que par des entités ayant une **expertise approfondie en matière de fonctionnement de grands réseaux**, en premier lieu bien sûr par les **gestionnaires** de ces derniers. Voilà une initiative que la Commission européenne devrait prendre, si elle ne l'a déjà fait...

✓ **Sous les aspects retour d'expérience**

On ne dispose encore que d'un **retour d'expérience très limité** de l'introduction de ces énergies intermittentes. En effet :

- Le niveau d'équipement actuellement très différent en moyens de production intermittents des pays européens **facilite grandement** les choses. En particulier, l'Allemagne, de loin la plus fortement équipée en éolien et PV en valeur absolue, peut exporter ses surplus d'électricité intermittente fatale vers les nombreux pays auxquels elle est interconnectée : notamment vers les Pays-Bas, la Pologne, la Tchéquie, etc. dont elle **déstabilise les réseaux**, ou vers la Suisse dont elle **dé rentabilise** les centrales hydrauliques en les mettant très souvent à l'arrêt forcé... Le tout en déstabilisant plus globalement le **marché européen de gros de l'électricité**... Et pourtant, cette situation est encore **très loin d'être représentative** d'une Europe dans laquelle **tous** les pays seraient **fortement équipés en moyens intermittents**...

- Eu égard à la très forte puissance globalement mise en jeu dans le réseau européen, le taux de pénétration **instantanée** des énergies intermittentes y est encore **relativement limité** (sans doute autour de 20 à 25 %, au grand maximum) face aux **capacités des moyens pilotables classiques** qui restent **dominants** et assurent toujours à **eux seuls** la **stabilité instantanée** des réseaux. Ce qui ne nous renseigne donc pas sur ce qui se passerait avec un taux de **80 % ou plus**...

- Deux pays (Danemark et Espagne, voir annexe 3) les plus avancés en matière de gestion de l'intermittence, ont certes montré qu'il était **possible** de gérer des taux d'intermittence instantanés se situant entre 50 et 60 %. Le Danemark allant d'ailleurs plus loin, eu égard à la faible taille de son réseau et son accès massif à l'hydraulique norvégien et suédois.

✓ **En résumé : on n'a encore rien vu et on ne sait pas grand-chose...**

La **vérité actuelle est donc que personne, par insuffisance d'études et d'expérience, ne sait précisément dire jusqu'à quel taux de pénétration d'électricité intermittente on pourra aller sans risques pour la stabilité instantanée des réseaux nationaux et EUROPÉEN**. Alors que la question est **cruciale : ne pas pouvoir GARANTIR cette stabilité instantanée à la maille européenne serait un frein ABSOLU au développement massif des énergies intermittentes**. D'où l'interrogation :

Pourquoi les auteurs du rapport **n'évoquent-ils même pas cette question stratégique ?** On ne peut certes leur tenir rigueur de ne pas la **traiter** compte tenu de l'état actuel des connaissances et des compétences requises pour le faire (voir ci-dessus).

Par contre, **ignorer cette contrainte comme cause rédhibitoire de non atteinte de 100 % d'énergie renouvelable** est... incompréhensible !

5 – Bilan des dimensionnements et conséquences

➤ Dimensionnements réévalués du scénario 100 % renouvelable

En résumé, pour **compenser les pertes** de stockage / déstockage et **passer les pointes d'hiver** en assurant la sécurité du réseau avec un mix à 100 % renouvelable, il faudrait **ajouter** au total :

- **38 GW** en moyens de **production intermittente** (avec la **répartition** du mix prévue dans le rapport, soit + 22 GW d'éolien terrestre, + 2 GW d'éolien en mer et + 14 GW de PV),

- **34 GW** de moyens de production d'électricité **par déstockage d'énergie**, constitués de :

* **2 GW supplémentaires** de STEP,

* **32 GW** en turbines à gaz de pointe pour passer les pics de consommation d'hiver.

NB : les **17 GW** en cycles combinés sont supposés **implicitement comptabilisés** dans le rapport, qui ne les cite cependant pas en tant **qu'installations physiques**, comme déjà souligné plus haut.

Ce qui représente une **augmentation** de **38 GW** s'ajoutant aux **196 GW** de production et **34 GW** s'ajoutant aux **36 GW** de **déstockage** déjà prévus, portant le total général à... **277 GW !**

NB : il faudrait aussi ajouter à ces moyens ceux de la production de méthane de synthèse, dont la première étape (production d'hydrogène par électrolyse) requiert une puissance installée de **47 GW**.

Ces moyens de production réévalués sont-ils **surévalués** ? La réponse est dans la **comparaison** avec le **scénario 100 % renouvelable pour 2050 établi pour l'Allemagne par l'institut Fraunhofer IWES** qui a coordonné plusieurs instituts de recherche et entreprises pour simuler cette hypothèse.

➤ Hypothèses résumées du scénario 100 % renouvelable allemand

- **Consommation d'électricité : 524 TWh** par an

- **Production de 660 TWh** par an grâce à un **parc de production + déstockage de 461 GW** au total, incluant :

* Éolien : **127 GW** dont 87 GW terrestres avec un facteur de charge de 2 584 heures équivalentes à pleine puissance par an (29, 5%), 36 GW en Mer du Nord (3 907 h/an ; 44,6 %) et 4 GW en Mer Baltique (3 463 h/an ; 39,5 %)

* PV : **133 GW**, dont 83 en toiture, 15 au-dessus des autoroutes et 30 au-dessus des chemins de fer, avec des facteurs de charge allant de 600 à 950 h/an selon les cas (7 à 10,8 %)

* Biomasse : **17,2 GW**

* Hydraulique : **4,7 GW**

* Géothermie : **4,6 GW**

* Centrales à biogaz combiné : **53,5 GW** (qui ne fonctionneraient que 828 heures par an à pleine charge, soit 9,5 % du temps)

* Capacités de stockage sur batteries : **55,2 GW**

* Stations de pompage-turbinage et stations de stockage à air comprimé : **12,5 GW**

* Unités de méthanation : **13,1 GW** (transformant 50,8 TWh d'électricité excédentaire par an)

Par ailleurs :

- Les importations et exportations sont supposées **équilibrées** sur l'année (en énergie),

- **L'institut Fraunhofer IWES** a fait réaliser une **simulation en grandeur réelle** s'appuyant sur un système intégrant deux parcs éoliens (26 machines), quatre cycles combinés au biogaz, plusieurs centrales photovoltaïques au sol et des moyens de stockage. Cette simulation aurait permis de démontrer **l'équilibre dynamique** de ce sous-ensemble, grâce aux cycles combinés et aux moyens de stockage.

C'est évidemment un résultat intéressant mais de **portée limitée** : l'objectif, si l'on veut **généraliser** les énergies renouvelables, étant de démontrer **l'équilibre dynamique** des réseaux **interconnectés à l'échelle de l'Europe entière**, tant ils sont **interdépendants**. Ce qui est autrement plus difficile...

➤ **Comparaison des scénarios en France et en Allemagne (hors imports / exports)**

Elle est résumée dans le tableau suivant, par grands agrégats (puissances P exprimées en GW) :

Scénario 100 % renouvelable	France réévalué	Allemagne
Production annuelle (TWh) (1)	570	660
Consommation annuelle (TWh)	422	524
P moyenne appelée	48	60
P maximum appelée en pointe (2)	96	120
P installée intermittente	207	300
Dont maximum appelable (3)	13	17
P non intermittente	27	80
Dont maximum appelable (4)	17	78
Taux de productions intermittentes installées (%)	88 %	79 %
P installée de déstockage	70	81
Dont maximum appelable (5)	58	25
P totale installée en production + déstockage	277	461
Dont maximum appelable	88	120
Facteur de charge moyen des puissances installées y compris de déstockage (heures par an et %)	~ 2 060 h / an (23,5 %)	~ 1 430 h / an (16,3 %)

(1) Y compris excédents non utilisés des productions éoliennes et solaires : 17 TWh pour la France et 58,5 TWh pour l'Allemagne

(2) Selon rapport pour la France – Estimation pour l'Allemagne

(3) Hypothèse : 0 PV (nuit) + 10 % de tout l'éolien

(4) Limitations dues au maximum hydraulique (historique en France – Estimation pour l'Allemagne)

(5) Stockage court-terme (par batteries) exclu car pas assez endurant (6 heures en France)

La comparaison du scénario réévalué (qui devrait bien entendu faire l'objet d'études beaucoup plus approfondies que les calculs très simples et « jugements d'ingénieur » utilisés ici...) au **scénario allemand** conduit à plusieurs constats :

- Les **facteurs de charge** sensiblement plus faibles dans le scénario allemand s'expliquent par deux moyens de production combinant très faibles facteurs de charge intrinsèque et forte implantation : le PV (**7 à 10,8 % et 133 GW !**) et le biogaz (**9,5 % et 53,5 GW**),

- Le scénario réévalué offre **moins de sécurité** lors des périodes de **pointe** que le scénario allemand. Ceci est dû au fait que ce dernier inclut une forte capacité (**53,5 GW**) en cycles combinés utilisant le **biogaz stocké** (non prévu en France) capables de répondre rapidement à la demande de pointe. Impossible donc de passer les pointes les plus fortes en France sans **importations et/ou effacements supplémentaires** pour un total de $96 - 88 = 8 \text{ GW}$.

Ce qui montre que le scénario réévalué est **loin d'être surdimensionné**. Et **confirme bien a contrario** que les dimensionnements des moyens prévus dans le rapport sont **fortement sous-évalués**.

Cette comparaison met aussi en évidence les **inconvenients majeurs** de l'intermittence des sources.

➤ **Inconvénients majeurs de l'intermittence des sources et conséquences**

Les résultats ci-dessus sont **généralisables** et mettent en évidence la **faiblesse commune de TOUT système comportant majoritairement des productions intermittentes éoliennes et PV** : des facteurs de charge **très faibles** pour **TOUS** les moyens de production et de déstockage inclus dans le système, y compris réseaux. Pourquoi ?

- C'est évident pour la **production directe** elle-même : 30 % pour l'éolien terrestre, ordre de grandeur optimiste, à peine **la moitié** pour le PV en France et à peine **le tiers** pour le PV en Allemagne, moins ensoleillée,

- Mais cela joue aussi pour les **stockages / déstockages** :

* Les **stockages** ne peuvent en effet être **rechargés** que lorsqu'il y a de l'électricité intermittente **disponible** (lapalissade !) c'est-à-dire au mieux avec les **mêmes** facteurs de charge, déduction faite des consommations instantanées. Et comme les **rendements globaux de stockage / déstockage** peuvent en outre être très faibles (méthanation) il faut stocker **beaucoup plus** d'énergie que l'on devra en déstocker. Ce qui implique de **surdimensionner très fortement** les moyens de production intermittents dans ce seul but,

* Les puissances des moyens intermittents pouvant descendre à des **niveaux très faibles** quand il n'y a ni vent ni soleil (ou très peu), les **déstockages** doivent pouvoir être **extrêmement puissants** pour compenser cette absence massive mais de faible durée. Ce qui implique de disposer de **moyens de pointe extrêmement importants**, qui seront très peu utilisés dans l'année,

- Enfin, cela vaut aussi pour les **réseaux**, qui doivent être démultipliés et **surdimensionnés**. Car ce sont les **puissances de pointe** qui les **dimensionnent**, alors qu'ils ne transporteront qu'une faible puissance **moyenne**, représentative de l'énergie.

Tous ces surdimensionnements ont des conséquences majeures, **environnementales et physiques** comme déjà souligné, mais évidemment aussi **économiques** :

- À titre de comparaison physique, avec $277 / 63 \sim 4,4$ **fois moins de puissance installée**, le parc nucléaire actuel de **63 GW** a fourni **416 TWh** en 2014. Ce qui correspond, déduction faite de **28 GW** de pertes dans les réseaux, à **388 GW**. Soit... **près de 92 %** de la **consommation de 422 TWh** attendue en 2050... Ceci sans émettre **le moindre gramme de CO₂**... Cette comparaison mettant clairement en évidence la différence d'efficacité qui sépare une énergie très concentrée, le nucléaire, et les énergies très diluées que sont l'éolien et le solaire.

- Les **investissements sont à l'échelle des dimensionnements considérables des installations, c'est-à-dire... colossaux** ! Et méritent d'être **quantifiés** pour savoir de quoi on parle : ils sont **estimés approximativement** dans le tableau suivant, sur la base des coûts d'investissements unitaires **actuels** et des quantitatifs du scénario **réévalué** :

Poste	Coût d'investissement en € / kW installé	Puissance installée en GW	Coût total en Mds€ (Valeurs arrondies)
Éoliennes terrestres	1 400	118	165
Éoliennes en mer	3 300	2	7
PV	2 500	77	193
Cycles combinés	1 100	17	19
TAC	850	32	27
Chaînes de méthanation (1)	2 400 (2)	47	113
Batteries	350 € / kWh (3)	72 GWh x 1,54 (4)	39
STEP supplémentaires	1 500	2	3
Réseaux	-	-	180 (5)
TOTAL arrondi	-	-	~ 746

(1) Électrolyseur + méthanateur + station de compression pour injection dans le réseau de gaz

(2) Estimation – il n'existe pas de référence à taille industrielle actuellement

(3) Les prix des batteries sont fonction de la **capacité de stockage en énergie**. Ils sont très variables selon le type de batterie, les nombres de cycles qu'elles supportent, etc. 350 € / kWh, électronique de commande **comprise**, constitue une valeur plutôt basse actuellement

(4) Une batterie fonctionnant généralement entre 95 % maximum et 30 % minimum de charge pour assurer sa durabilité, il faut multiplier la capacité nominale par 1 / 0,65 ~ 1,54 environ

(5) Selon diverses études, dont celle de l'UFE

On arrive donc à un investissement total **colossal qui approche des 750 Mds €** sur la base des coûts **actuels**. Qu'en sera-t-il des **coûts futurs** ?

- Les prix unitaires de certains postes sont appelés à baisser, en particulier le PV et les batteries. Et peut-être les éoliennes par effet de taille, si ce dernier ne vient pas trop renchérir les supports qui subiront des efforts accrus en cas de vents violents du fait de leur hauteur supérieure,

- Par contre, les coûts des cycles combinés, des TAC, des STEP et des renforcements des réseaux, parvenus depuis longtemps à la maturité industrielle, ont peu de chances de baisser beaucoup. Quant aux éoliennes en mer, la baisse de leurs prix est douteuse compte tenu des contraintes du milieu marin. Enfin, pour les chaînes de méthanation, c'est encore la grande inconnue...

Le **potentiel de baisse** des coûts ne porte donc que sur environ 400 Mds € environ, soit 53 % du total. Même en admettant qu'ils baissent de 50 % pour le PV et les batteries et de 20 % pour l'éolien, l'addition s'élèverait encore à **600 Mds €**... Un peu mieux, mais toujours extrêmement élevé ! Espérer des baisses de coûts encore plus importantes étant faire un **pari sur l'avenir**, les coûts à plusieurs décennies de distance étant très difficiles sinon impossibles à estimer avec certitude.

- Quel que soit le chiffre retenu, de tels investissements seront colossaux et donc **très difficiles** :

* À **financer** du fait de leur ampleur, dans un contexte d'endettement durable du pays,

* Puis à **amortir**, compte tenu à la fois des **très faibles** taux d'utilisation des installations concernées (ci-dessus) et des durées de vie **limitées** des installations (**20 à 25 ans maximum, sans doute 2 à 3 fois moins pour les batteries !**) à l'exception des STEP et des réseaux, beaucoup plus durables.

Ce qui ne peut in fine conduire qu'à des **prix de l'électricité** à la fois très **élevés** et **incertains** en l'état actuel des connaissances. Dont l'**amortissement des investissements** représenterait la part **ultra-dominante**. Deux éléments d'appréciation permettent de conforter cette affirmation :

- D'abord, la **comparaison** avec l'amortissement d'un parc nucléaire de **nouvelle génération** (EPR). Une simulation simple peut être faite dans l'hypothèse où on remplacerait la totalité du parc

nucléaire actuel par des EPR. Ces machines ayant **par construction** un facteur de charge de 90 % contre 80 % pour les réacteurs actuels, il suffirait de construire $63 \times 8/9 = 56 \text{ GW}$ en EPR. Soit $56 / 1,65 \sim 34$ unités au total, donc **33 unités** en plus de l'EPR en cours de construction à Flamanville. Qui fourniraient $56 \times 0,9 \times 8,760 \sim 441 \text{ TWh par an... Pendant 60 ans}$.

Le coût d'un EPR de série pouvant être estimé à 85 % de celui de la tête de série, soit $8,5 \times 0,85 \sim 7,2$ Mds € l'unité environ, une série de 33 coûterait : $7,2 \times 33 \sim 240 \text{ Mds €}$, en chiffres ronds. Soit, dans l'hypothèse la plus favorable pour un parc renouvelable : $600 / 240 = 2,5 \text{ fois moins}$ que pour ce dernier...

Sachant que l'investissement dans le parc renouvelable permet, dans le meilleur des cas, de produire **470 TWh par an pendant 25 ans**, il est alors possible de comparer les « **taux d'investissement** » par **kWh produit** respectifs.

Ces données sont résumées dans le tableau suivant :

Moyen de production	Parc 100 % renouvelable	Parc nucléaire EPR
Coût d'investissement (Mds €)	600	240
Production nette	$470 \times 25 = 11\,750$	$441 \times 60 = 26\,460$
« Taux d'investissement » par kWh produit pendant la durée de vie (c€ / kWh)	5,1	0,9

Ce tableau montre que produire un kWh avec un mix 100 % renouvelable demande $5,1 / 0,9 \sim 5,6$ **fois plus** de **capital initial** que produire un kWh nucléaire. Ce qui signifie que le renouvelable est une industrie **beaucoup plus capitalistique**... Résultat aux allures de paradoxe apparent qui s'explique par le fait que le nucléaire produit ses kWh en très grande masse pendant très longtemps.

- Ensuite et plus concrètement, les **prix actuels très élevés de l'électricité danoise et allemande** (le double des prix français, en ordre de grandeur) pays qui ont poussé le plus loin leur équipement en éoliennes et/ou PV et qui constituent donc des **indicateurs avancés**... Ce qui n'est pas de bon augure. Car ces pays sont encore **très loin** d'objectifs 100 % renouvelables, la **moitié** de leur production d'électricité émettant encore du CO2 en grandes quantités liées notamment à l'usage du charbon...

En conclusion :

Les chiffrages économiques du rapport sont sous-évalués pour deux raisons :

- Une sous-estimation (supérieure à 40 %) des moyens de production + déstockage nécessaires, incluant 17 GW de cycles combinés non pris en compte en tant qu'installations physiques + 32 GW de TAC de pointe supplémentaires,
- La non prise en compte des « externalités négatives » liées à l'intermittence, incluant les très faibles taux d'utilisation des installations et les renforcements des RÉSEAUX.

Ce dernier point questionne donc aussi la **méthodologie de chiffrage** adoptée dans le rapport : le système de production ne peut être chiffré **que dans sa globalité, non sur la seule base des coûts unitaires des productions prises isolément, afin d'intégrer TOUTES les « externalités » liées à l'intermittence.**

Il en résulte que le poids extrêmement important des investissements nécessaires n'est pris en compte ni au bon niveau dans les prix de l'électricité, ni en termes de difficultés à financer, ces deux aspects pouvant induire des décisions erronées aux conséquences très lourdes.

➤ **In fine, un mix 100 % renouvelable est-il envisageable ?**

Les **éléments** de réponse sont les suivants :

- Les calculs montrent que l'atteinte d'un tel objectif est **théoriquement possible** sur le **papier** si l'on s'en tient à l'**équilibre statique des réseaux** (hors fonctionnement dynamique, donc),

- Mais que cela implique des **dimensionnements considérables** (pour ne pas dire **exorbitants**) qui :

* Posent des problèmes de **faisabilité physique** majeurs,

* Requièrent des **investissements colossaux**, recelant en outre de grandes **incertitudes**,

- En tout état de cause, l'**équilibre dynamique des réseaux** aux niveaux très élevés d'intermittence qui seraient nécessaires pour atteindre 100 % de renouvelables (c'est-à-dire, en ordre de grandeur, 80 à 90 % de mix éolien et/ou PV,) n'est, en l'état actuel des choses, **absolument pas démontré à la seule échelle garantissant la sécurité d'alimentation : celle du réseau européen**. Bien au contraire, tout laisse à penser qu'un tel objectif sera extrêmement difficile à atteindre. Or, c'est une **condition rédhitoire** (voir plus haut).

En conclusion, un mix 100 % renouvelable est actuellement un saut majeur dans l'inconnu :

- La **sécurité d'alimentation**, à la fois instantanée (condition sine qua non) et lors des périodes de consommation de pointe est très loin d'être garantie,

- L'**incapacité à financer les investissements colossaux nécessaires** (où trouvera-t-on l'argent ?) et le **prix de l'électricité** (l'un des derniers atouts français) qui en résultera, sont destructeurs de la **compétitivité économique du pays**, donc de l'emploi et du niveau de vie des consommateurs,

- L'**incapacité physique et financière à satisfaire une demande d'électricité** qui s'avèrerait in fine supérieure aux prévisions de sobriété actuelles (très optimistes !) conduirait probablement la France à des coupures tournantes d'électricité dignes d'un pays du tiers monde. Par incapacité à financer des investissements supplémentaires très lourds. Qui en voudra ?

Ce scénario relève finalement bien davantage d'une dangereuse... illusion que de la réalité industrielle et économique. Il faut donc s'arrêter avant. Où ? Tant que l'on n'aura pas découvert un système de stockage / déstockage ayant à la fois très bon rendement (80%), une très grande capacité (plusieurs semaines de stockage) un impact physique sur l'espace limité et un coût d'investissement raisonnable, il restera illusoire de faire du stockage inter saisonnier sans multiplier de manière aberrante ses dimensionnements et ceux des énergies intermittentes.

Actuellement, seules les STEP et dans une moindre mesure les batteries atteignent quelques uns de ces critères. Mais restent limitées en capacité de stockage : quelques dizaines d'heures pour les STEP, quelques heures pour les batteries, pour une faible part de la consommation journalière. Intéressant, utile et réaliste pour lisser les pointes méridiennes et du soir.

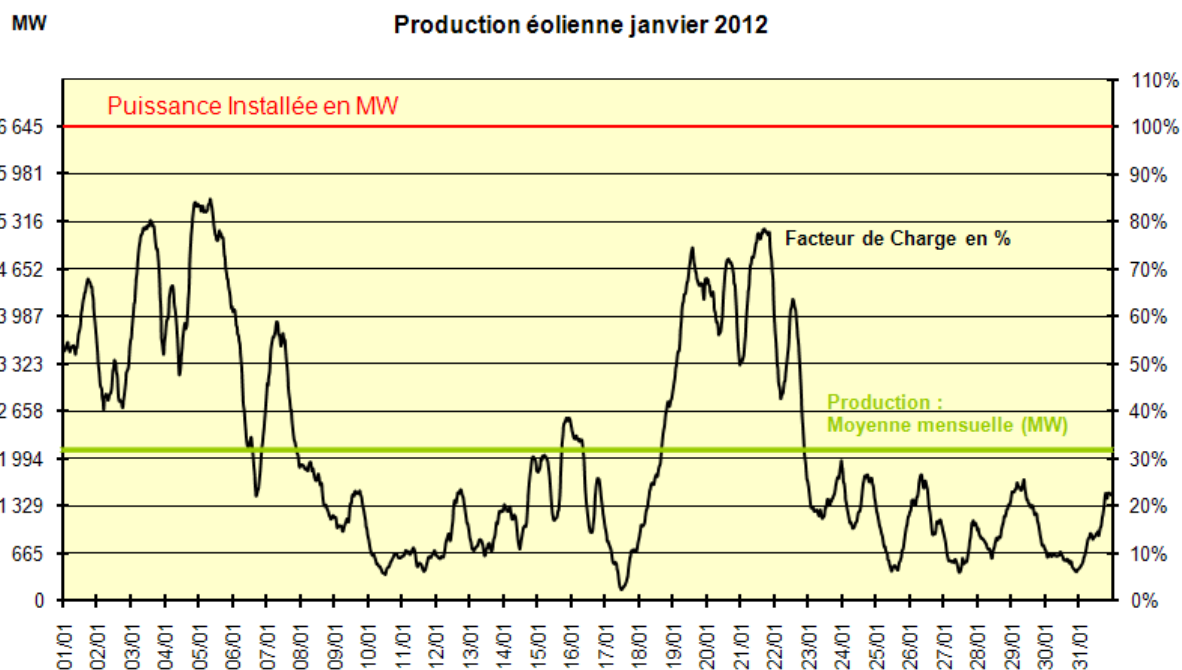
Au-delà, tout ce qui précède démontre qu'il n'existe pas à ce jour de solution économique raisonnable : seul le recours aux énergies de STOCK permet de garantir les besoins en électricité d'un grand pays. Et parmi ces dernières, une seule n'émet pas de CO2 : le nucléaire, par ailleurs très efficace et... beaucoup moins gourmand en capitaux que le renouvelable ! (Voir ci-dessus).

L'**optimum pour une production économiquement viable et pratiquement dépourvue de CO2** se situe donc dans un mix intelligent de nucléaire et de productions renouvelables minimisant les stockages. Reste à le définir rationnellement : on ne joue pas aux dés notre avenir énergétique !

Annexe 1 : données issues des statistiques mensuelles de RTE concernant la production éolienne observée et conséquences

Les courbes ayant servi à cette analyse sont disponibles sur le **site de RTE (rubrique Eco2mix, analyses mensuelles)** pour les **39** mois allant de janvier 2012 à mars 2015. La courbe suivante est présentée à titre d'échantillon représentatif.

➤ Exemple de courbe de production éolienne mensuelle (janvier 2012)



➤ Informations déduites de ces courbes

Cette courbe et toutes ses semblables reflètent fidèlement la **réalité des productions** et sont extrêmement intéressantes, car elles mettent en évidence plusieurs informations capitales concernant :

- D'abord, **l'extrême variabilité** des productions éoliennes (ce qui n'est pas une surprise), et les très **faibles puissances couramment atteintes**,

- Les **durées** de fonctionnement à ces très faibles puissances. Pour fixer les idées, un seuil de **facteur de charge (FC = ratio de la puissance fournie à la puissance installée) inférieur ou égal à 10 %** a été retenu pour caractériser une situation de **faible puissance éolienne**,

- **37 mois** (sur 39 disponibles) pour lesquels les **facteurs de charge** sont descendus **plusieurs fois par mois sous la barre des 10 %**, ce qui montre que la courbe ci-dessus est parfaitement **représentative**, cette barre ayant été juste **atteinte** ou **approchée** pour les deux derniers mois connus (février 2012 et février 2014).

Si l'on s'intéresse maintenant plus précisément aux **4 hivers** englobés dans ces statistiques, on obtient les résultats résumés dans le tableau suivant relatifs aux **2 mois d'hiver** situés autour du **solstice d'hiver** (décembre et janvier) :

Hiver	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015			
Mois	01/2012	12/2012	01/2013	12/2013	01/2014	12/2014	01/2015
Nb de fois FC < 10 %	5	4	4	6	5	5	6
Durée max FC < 10 % (h)	~ 50	~ 15	~ 90	~ 40	~ 25	~ 40	~ 40
Durée min FC < 10 % (h)	~ 12	~ 8	~ 10	~ 5	~ 8	~ 8	~ 10
Cumul mois FC < 10 % (h)	~ 125	~ 40	~ 125	~ 80	~ 90	~ 90	~ 110
FC minimum atteint (%)	~ 2	~ 9	~ 4	~ 0,5	~ 3	~ 0,5	~ 4

Les principales conclusions que l'on peut en tirer sont les suivantes :

- La puissance éolienne **nationale** descend à **moins de 10 %** de la puissance installée totale :

* 5 fois par mois en moyenne, donc **une dizaine de fois sur la période considérée...**,

* Pour des durées **unitaires** qui varient de **quelques heures à plusieurs dizaines d'heures** (5 à 90 heures pour les mois de décembre et janvier de l'échantillon connu, soit presque **4 jours consécutifs** dans le cas le plus défavorable).

* Pour une durée **cumulée** qui peut atteindre 125 heures par mois ou encore 170 à 200 heures, soit **une grande semaine** (7 à 8 jours) sur la période de 2 mois.

- La puissance éolienne **nationale** peut même descendre transitoirement jusqu'à des niveaux très bas (de l'ordre de **0,5 %**) la **moyenne** de ces minima se situant vers **3,3 %**.

➤ **Les éoliennes de nouvelle génération (NG) sont-elles susceptibles de changer la donne ?**

Rappelons que ces **futures** éoliennes, telles qu'envisagées dans le rapport, qui sont munies de pales plus longues (elles sont donc globalement plus hautes) devraient théoriquement permettre de **mieux** utiliser l'énergie éolienne pour les **très faibles vitesses de vent** (mais devront en contrepartie être arrêtées plus tôt en cas de vent fort).

Ce qui devrait logiquement réduire le nombre d'épisodes de très faible production éolienne. Cependant, cet avantage sera limité par deux facteurs allant dans le même sens :

- Les sites d'installation de ces futures éoliennes seront en moyenne **moins bien ventés** donc moins productifs, les sites les plus favorables ayant été sélectionnés en **priorité**, ce qui est bien sûr légitime. Dans ces cas, la surperformance des éoliennes NG viendra compenser en partie des vents moins favorables,

- En dépit du caractère réputé **diversifié** (théoriquement, ce qui n'est pas faux) du régime des vents de la France métropolitaine, **l'expérience d'exploitation** montre néanmoins que les productions éoliennes élevées sont massivement **liées aux régimes de vents atlantiques** et que des épisodes de vents très faibles peuvent fréquemment apparaître lors **d'épisodes anticycloniques** généralisés à une

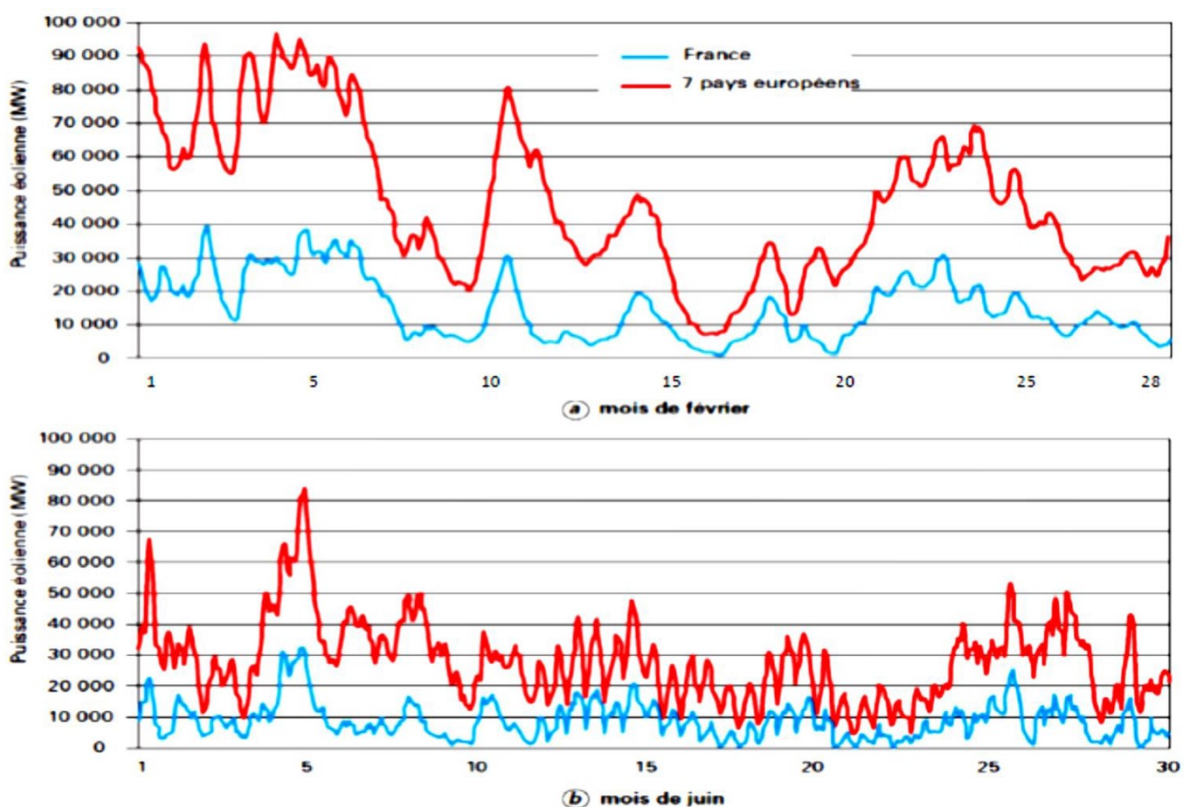
grande partie du territoire. Les **relevés** de RTE résumés ci-dessus **le prouvent** d'ailleurs. Or, même des éoliennes NG ne feront pas de miracles quand le vent sera très faible...

La conclusion s'impose donc : l'introduction d'éoliennes NG devrait logiquement augmenter le productible, **mais de façon limitée, sans changer fondamentalement la donne actuelle** : les épisodes de très faible production éolienne continueront donc, même s'ils sont un peu atténués et moins fréquents. Il faudra donc toujours les **compenser massivement**.

Annexe 2 : comparaison des profils de production éolienne pour la France et pour l'Europe de l'Ouest

Dans une étude intitulée *La transition énergétique et la production d'électricité : la face cachée de la loi « LTE »* réalisée par Jean-Pierre Pervès et publiée sur le **site de SLC (Sauvons le Climat)** on trouve une analyse **comparée** des productions éoliennes pour la **France** et pour **7 pays d'Europe de l'Ouest** (Allemagne, Belgique, Danemark, Espagne, Irlande et UK, en plus de la France). Conclusion de l'auteur :

« Une analyse plus détaillée de deux mois d'hiver et d'été (voir figure) montre que la France, avec sa position centrale, ne bénéficiera que peu du foisonnement éolien européen, en particulier lors de grandes perturbations atlantiques ou de périodes calmes d'anticyclone. Les profils de productions de la France (en bleu) et de l'ensemble de l'Europe de l'Ouest (en rouge) sont remarquablement similaires sur deux mois d'hiver et d'été ».



NB : la figure ci-dessus compare les puissances éoliennes vers 2030, extrapolées à partir des données horaires réelles 2013 de la France et de l'ensemble des 7 pays européens, au pas horaire pour des mois de février et juin (source : Techniques de l'ingénieur octobre 2014).

La conclusion est particulièrement évidente pour le mois d'hiver retenu (février) et peut se résumer pratiquement par : **lorsque le vent est faible sur la France, il l'est généralement aussi chez nos plus proches voisins...**

Impossible dans ces conditions de **compter avec certitude** sur un **secours** de l'éolien français par **l'éolien européen...** Il faut trouver d'autres solutions !

Annexe 3 : analyse de l'intermittence instantanée pour quelques réseaux européens

➤ **Cas extrêmes observés à ce jour**

Il s'agit, comme déjà dit au § 4, du **Danemark** et de **l'Espagne**. Les taux très élevés de pénétration instantanée d'électricité intermittente s'observant majoritairement en cas de **très forte production éolienne et/ou PV** combinée à une **faible consommation**, les paramètres les plus pertinents pour l'analyser sont la puissance **moyenne** (et non maximale) appelée, les capacités propres de **stockage / déstockage** du pays et les capacités **d'échange** grâce aux interconnexions avec les pays voisins.

• **Cas du Danemark**

C'est actuellement le pays le plus « éolien » d'Europe, mais c'est aussi un « petit pays électrique ». Ses caractéristiques très résumées sont les suivantes :

- Capacité intermittente installée (essentiellement éolienne) : **4,5 GW** (sur 14 GW au total),
- Puissance moyenne appelée : **4,2 GW** environ (15 fois moins qu'en France...),
- Capacités propres de stockage / déstockage : faibles,
- Capacité des lignes d'interconnexion : **5,7 GW** au total, dont 1,8 avec l'Allemagne, 2,5 avec la Suède et 1,4 avec la Norvège.

Ce qui constitue une situation exceptionnelle à trois titres :

- La capacité intermittente installée est **supérieure** à la puissance **moyenne** appelée. Ce qui explique qu'en cas de **faible consommation**, l'éolien puisse assurer... **100 %** de cette dernière durant de brèves périodes !
- Les capacités d'échange représentent... **135 %** de la puissance moyenne appelée sur le réseau danois, situation unique en Europe due à la faible taille de ce dernier,
- Mais ce sont les **très fortes interconnexions (3,9 GW) avec la Suède et la Norvège** qui expliquent que le réseau danois **reste stable** ! Grâce à la souplesse et à la réactivité de l'électricité hydraulique délivrée par ces pays, **qui possèdent à eux deux à peu près 63 % des réserves hydrauliques équipées d'Europe, dont environ 50 % pour la seule Norvège** ! Sachant en outre que ces réserves hydrauliques sont essentiellement constituées de lacs de retenue (en Norvège) qui permettent une modulation de puissance aisée et quasi-immédiate en fonction des besoins.

Le fonctionnement du couplage Danemark / voisins scandinaves est alors très simple : quand la production éolienne dépasse les besoins au Danemark, l'excès d'électricité est exporté vers la Norvège et la Suède. Ces pays (Norvège surtout) n'ont même pas besoin de stocker cette électricité : il leur suffit de fermer les vannes de leurs centrales-lacs et d'utiliser directement l'électricité éolienne danoise. Inversement, quand il n'y a pas assez de vent au Danemark, ils ouvrent un peu plus les vannes de leurs centrales-lacs pour alimenter ce dernier...

NB : cette situation quasi-idéale n'a pas empêché le Danemark (statistiques 2012) de **devoir** produire **49 %** de son électricité à base de combustibles fossiles (charbon, gaz, fioul), l'éolien n'ayant produit **en moyenne** qu'un peu plus de **33 %**, le solde étant constitué de biomasse et quelques déchets non

renouvelables. Il ne faut donc pas confondre **taux moyen** et **taux instantané** de pénétration des énergies intermittentes, ce dernier ayant pu se rapprocher transitoirement des **100 %** à plusieurs reprises cette année là.

Mais dans le **même temps** (2012), le Danemark a par ailleurs **importé** l'équivalent de **52 %** de sa production totale d'électricité et en a **exporté 34 %**, ce qui montre bien **l'importance cruciale de ses interconnexions** avec les pays voisins. L'essentiel des échanges ayant très probablement eu pour but **d'équilibrer l'intermittence de ses propres productions**, même si on ne peut exclure qu'une partie ait été motivée par des considérations commerciales de marché.

- **Cas de l'Espagne**

Ce cas est très différent de précédent pour plusieurs raisons :

- La puissance moyenne appelée est beaucoup plus importante : **32 GW** environ, soit près de 8 fois plus,
- Les capacités propres de stockage / déstockage sont de l'ordre de **2,7 GW** (STEP),
- Les interconnexions avec les pays voisins sont **proportionnellement** beaucoup plus limitées (**6,5 GW** au total, dont 3,7 avec le Portugal, 1,4 avec la France et encore 1,4 avec le Maroc). Ce qui ne représente que 20 % environ de la puissance moyenne appelée.

Conséquence : **sans négliger** les possibilités d'échanges avec les pays voisins, l'Espagne doit **majoritairement** compter sur ses propres moyens pour s'adapter aux fluctuations de ses sources intermittentes. Comment ?

L'essentiel se joue sur deux aspects complémentaires :

- * D'abord, la mise au point d'une **méthode prédictive d'estimation des puissances de vent** très performante, à partir des prévisions météorologiques,

- * Ensuite, le choix **d'actions très rapides** sur les moyens de production, comprenant :

- En cas de **surproduction éolienne**, ne pouvant être ni consommée, ni exportée, ni stockée : la **déconnexion sélective** des parcs éoliens s'ils présentent des risques pour la stabilité du réseau, grâce à un système télécommandé géré au niveau du pays,

- En cas de **sous-production éolienne**, l'utilisation des STEP (qui semble cependant limitée) et le démarrage de sources pilotables, en jouant sur l'anticipation et/ou la rapidité de mise sur le réseau. De ce dernier point de vue, **tout laisse à penser** que l'Espagne mise essentiellement sur ses **cycles combinés au gaz**, moyens de loin les plus réactifs d'un parc de production thermique : avec une architecture adéquate, un cycle combiné peut en effet démarrer sa turbine à combustion en quelques minutes et atteindre environ les deux tiers de sa puissance en quelques dizaines de minutes (en cycle simple) et passer ensuite en cycle combiné en quelques centaines de minutes.

Cette hypothèse est corroborée par le fait que depuis 2010, l'Espagne dispose :

- D'une puissance installée **très importante** en cycles combinés : **27 GW** environ,
- Qui reste **supérieure ou égale** à la puissance installée **cumulée** en moyens intermittents, éoliens et PV : en chiffres ronds, **23 GW** en 2010, **25 GW** en 2011 et **27 GW** en 2012.

Ce qui signifie que les cycles combinés peuvent **suppléer la totalité de la production intermittente** en cas de défaillance de cette dernière.

En outre, les **facteurs de charge respectifs** de l'année 2012 ont été de : **25 %** pour l'éolien, **21 %** pour le PV (ce qui est bon) mais seulement... **17,8 %** pour les cycles combinés. Ce qui est **très faible** pour ces derniers et correspond à un temps de fonctionnement équivalent à pleine puissance d'à peine : $8\,760 \times 0,178 \sim 1\,560$ **heures par an**.

Interprétation logique de ces chiffres : les cycles combinés espagnols font **majoritairement « de la dentelle »** pour compenser en permanence les **creux** de puissance intermittente... Ce qui semble effectivement efficace **en termes d'équilibre instantané du réseau** mais est très coûteux pour deux raisons :

- Les cycles combinés ne peuvent être **économiquement amortis** dans ces conditions : ils devraient pour ce faire fonctionner entre **4 000 et 6 000 heures par an** en équivalent pleine puissance. Soit en gros au moins **3 fois plus longtemps...**

- Ce type de fonctionnement, qui implique des démarrages très nombreux et des régimes très variables génère une usure accélérée des installations, également coûteuse en maintenance.

➤ **Ces deux exemples sont-ils généralisables ?**

• **Généralisation du cas danois**

Le modèle d'intégration Danemark/Norvège donne bien naturellement des idées à d'autres pays, Allemagne notamment. Deux projets de câbles sous-marins Allemagne/Norvège sont actuellement en cours de construction, pour une puissance totale de **2,8 GW** et des liaisons allant jusqu'à **10 GW** sont évoquées dans un article publié en novembre 2012 par Objectif Terre intitulé ***La Norvège, future batterie bleue de l'Europe ?***

Deux modes de fonctionnement sont évoqués dans cet article :

- Un fonctionnement similaire à celui du couple Danemark/Norvège, c'est-à-dire ne faisant **pas appel au stockage**, pour la moitié de la puissance,

- Un fonctionnement avec **stockage dans des STEP norvégiennes**, pour l'autre moitié de la puissance. Ces STEP seraient cependant **à construire** : la Norvège en est en effet très peu équipée pour l'instant (**1 GW**) tout simplement parce qu'elle n'en a pas besoin, le recours à la modulation de la production de ses centrales-lacs étant suffisant.

Est-ce réaliste ? A priori oui, les ordres de grandeur étant cohérents avec les capacités et potentiels hydrauliques norvégiens cités dans le même article :

- Le potentiel d'équipement hydraulique **supplémentaire** est estimé à environ **15 GW**, dont la moitié proviendrait de l'accroissement de la puissance de turbinage des centrales-lacs existantes, l'autre moitié provenant de l'équipement de nouveaux sites,

- Le potentiel de **construction de STEP** est estimé à environ **15 à 20 GW** (ce qui ne semble pas aberrant, comparé au potentiel français de STEP **supplémentaires**, de l'ordre de **4 à 5 GW**).

Ce qui pourrait conduire à un total d'environ **30 à 35 GW supplémentaires** en centrales-lacs et STEP **confondues**. Perspective évidemment très intéressante d'un point de vue environnemental, à condition que la Norvège... accepte de s'équiper massivement pour alimenter ainsi les autres pays européens et qu'il n'y ait pas d'oppositions locales trop fortes !

Mais, même si c'était le cas, il ne faut pas rêver : **la Norvège ne pourra pas compenser la totalité de l'intermittence de l'Europe grâce à ses centrales-lacs et ses STEP !** Car le compte n'y est pas, même

s'il est très loin d'être négligeable : la **puissance moyenne appelée** par l'ensemble des pays de l'UE dépasse en effet **400 GW**, soit **11 à 13 fois le potentiel hydraulique supplémentaire de la Norvège...**

En conclusion, le modèle est **extrapolable mais de façon limitée** : seule une **part très minoritaire de l'électricité intermittente européenne** pourra être équilibré de cette façon... Et il faut compter avec l'éloignement, même si les câbles à courant continu à très haute tension permettent d'envisager des transports à très longue distance.

NB : une étude (également citée dans l'article ci-dessus) réalisée aux États-Unis et compilant 16 milliards de données météo (ensoleillement, vent) avec une haute résolution spatio-temporelle conclut qu'un mix électrique composé à **70 %** d'éolien et de solaire serait possible pour ce pays, ceci uniquement en optimisant le réseau électrique, les 30 % restant pouvant être apportés par l'hydroélectricité et le gaz naturel.

Commentaires : c'est déjà **plus réaliste que... 100 %**. En outre, le territoire américain est beaucoup plus vaste (il s'étend sur **5 fuseaux horaires** ce qui décale fortement les amplitudes nocturnes et du nord plutôt froid au sud chaud et ensoleillé) donc beaucoup plus diversifié en termes de climats, régimes des vents et ensoleillement. Enfin, la pointe de consommation se produit **en été** dans la plupart des États, pour alimenter les climatisations, précisément lorsque le PV fournit son maximum de puissance. Toutes conditions beaucoup plus favorables qu'en Europe...

- **Généralisation du cas espagnol**

Sur le papier, ce cas est tout à fait généralisable en termes de **sécurité du réseau** : il « suffit » de **doublonner** la puissance des moyens intermittents par la même puissance en cycles combinés au gaz prêts à prendre la relève à tout instant...

Sauf que le modèle est **extrêmement coûteux** : il faut doublement investir, à la fois dans les moyens intermittents et dans les cycles combinés et il est impossible d'amortir correctement ces derniers... Et il faut aussi importer le gaz nécessaire, par ailleurs producteur de CO₂.

La limite est ici avant tout **économique** et vite atteinte comme le montre d'ailleurs bien l'Espagne qui, face au gonflement de son addition énergétique, a **pratiquement cessé** d'investir **massivement** dans les moyens intermittents... Pour commencer à rembourser les énormes dettes générées par les investissements des années passées...

Références

* Site de RTE : www.rte.fr

Rubrique Eco2mix, analyses mensuelles

* Site de SLC (Sauvons le Climat) : www.sauvonsleclimat.org

La transition énergétique et la production d'électricité : la face cachée de la loi « LTE »

* Encyclopédie Wikipédia

Statistiques sur la constitution des parcs de production, les productions et les consommations d'électricité par pays

* Objectif Terre

La Norvège, future batterie bleue de l'Europe ?

* Articles de presse divers relatifs à la production et consommation d'électricité des pays européens