

Electricité éolienne et solaire, émissions de CO₂, et prix de l'électricité pour les ménages en Europe de l'Ouest.

B.DURAND *

** Ancien directeur de la division Géologie-Géochimie de l'IFPEN, puis de l'ENS de Géologie, ancien président du Comité Scientifique de l'European Association of Geoscientists and Engineers.*

Résumé :

Depuis 15 ans environ la plupart des pays d'Europe s'efforcent à des degrés divers d'augmenter la part des électricités renouvelables intermittentes (ELRi), essentiellement l'éolien et le solaire photovoltaïque, dans leur production d'électricité. Les raisons officiellement invoquées sont de réduire substantiellement dans ces pays les émissions de CO₂, et d'accroître leur indépendance énergétique.

L'étude d'un groupe de 15 pays d'Europe de l'Ouest, à peu près homogène sociologiquement, technologiquement et économiquement, montre que les résultats de cette politique sont mauvais :

- Les émissions de CO₂ de la production électrique sur cette période y ont davantage diminué grâce au remplacement progressif de centrales à charbon par des centrales à gaz à cycle combiné, que grâce aux ELRi. En fait, les seuls pays qui ont des émissions faibles sont ceux dont le mix électrique repose maintenant principalement sur l'hydraulique et/ou le nucléaire. Ils n'ont donc eu nul besoin des ELRi pour abaisser leurs émissions.

- Le prix de l'électricité payé par les ménages y a augmenté de façon directement proportionnelle aux capacités installées d'ELRi .

- Enfin, le développement des ELRi nécessite, dans les pays sans ressources très importantes en hydroélectricité et/ou en nucléaire, de garder en soutien ("back-up") de grandes capacités de centrales à charbon et/ou à gaz pour gérer leur intermittence. Tant qu'on ne saura pas stocker les énormes quantités d'électricité qui sont en jeu, et cela n'en prend pas le chemin, ces centrales resteront indispensables. Le développement des ELRi liera donc dans ces pays l'avenir de la production électrique, y compris celui des ELRi, à la disponibilité future de ces combustibles fossiles. Mais en Europe, les productions de ceux-ci sont maintenant en déclin rapide, à l'exception de l'Allemagne pour le lignite. L'avenir de la production électrique et l'avenir des ELRi seront donc dans ces pays de plus en plus liés à la disponibilité de charbon et de gaz importés.

Si la politique actuelle de développement à marche forcée des ELRi est guidée par des motivations climatiques ou économiques, comme le prétendent les milieux politiques et les médias, c'est alors une grave erreur. Elle ne réduit pas de façon significative les émissions de CO₂. Elle coûte cher au consommateur. En l'absence de stockages suffisants de l'électricité, elle rend aléatoire la stabilité du réseau électrique européen. En France, où les émissions de CO₂ sont déjà de loin les plus faibles de tous les grands pays industrialisés, elle les fera augmenter. Elle y fera aussi augmenter le prix de l'électricité pour les ménages. Elle rendra la France de plus en plus dépendante au charbon et au gaz importés.

Cette politique énergétique anéantira également l'avantage que possède la France sur les grands pays industrialisés de pouvoir mettre en place progressivement une mobilité électrique, donc sans pétrole, mais surtout très peu émettrice de CO₂. Or cet acquis est précieux, étant données les inquiétudes sur le climat, l'incertitude croissante sur la disponibilité future du pétrole sur le marché international, et la diminution de déjà 50 % de sa production européenne qui est observée depuis 2000.

Introduction

Depuis quinze ans environ, les pays européens s'efforcent à des degrés divers d'augmenter dans leur production d'électricité la part des électricités renouvelables intermittentes (ELRi), électricité éolienne et électricité solaire photovoltaïque pour l'essentiel. Ces efforts sont officiellement justifiés par la lutte contre le réchauffement climatique, et donc la volonté de faire décroître les émissions de CO₂, considérées comme les principales responsables de ce réchauffement. Il est vrai que ces ELRi, tout comme l'hydroélectricité et le nucléaire, et contrairement aux électricités produites avec des combustibles fossiles, ne contribuent en elles-mêmes que peu à ces émissions (**figure 1**).

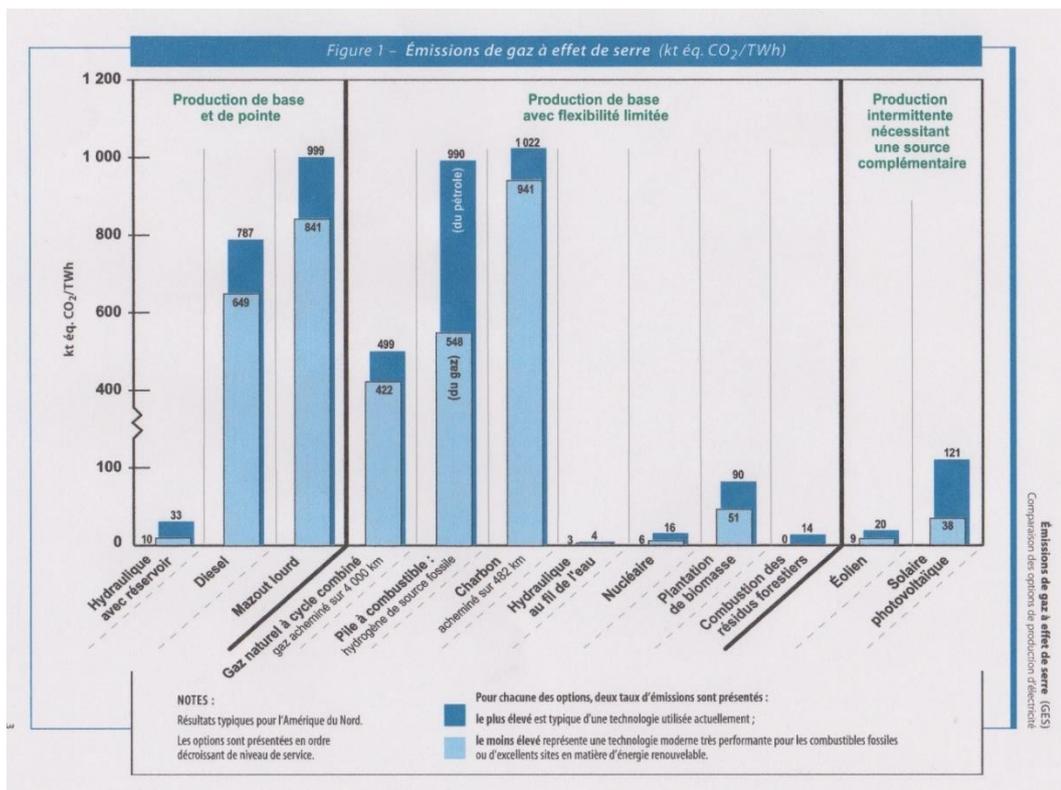


Figure 1 : Emissions de gaz à effet de serre (GES), en kilotonne-équivalent-CO₂ par TWh (= g/kWh) d'électricité produite en Amérique du Nord selon le mode de production, calculées par la méthode de l'analyse du cycle de vie (ACV). Source : Hydro Québec, <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/pdf/15094F.pdf>

La recherche d'une plus grande indépendance énergétique de l'Europe est aussi un motif invoqué.

Les méthodes utilisées pour favoriser le déploiement des ELRi sont d'une part leur intense promotion auprès de l'opinion publique par les milieux politiques, les médias et les lobbys industriels, et d'autre part l'octroi à ces modes de production électrique de privilèges financiers très importants, sous forme d'une priorité absolue d'accès au réseau, et de tarifs d'achat très rémunérateurs garantis aux producteurs, et ce par des contrats de longue durée.

Ces privilèges, qui sont des dérogations au principe de concurrence équitable dans une économie de marché, ont été accordés au motif qu'ils permettraient à ces sources d'électricité d'avoir le temps d'acquérir la maturité suffisante pour devenir pleinement compétitives sur le marché. A l'issue de ce processus, éolien et solaire PV étaient censés, non seulement se passer de subventions, mais même générer une rente pour la collectivité. Mais ce moment se fait attendre.

Le développement des ELRi s'est accéléré à peu près en même temps, vers 2000, dans pratiquement tous les pays d'Europe, mais à des rythmes assez divers. Nous examinons donc si, 15 années plus tard, l'élimination grâce à elles des émissions de CO₂ de la production électrique européenne, est sinon atteint, du moins en vue.

Nous examinons également les conséquences de ce développement sur le prix de l'électricité payé par les ménages.

Nous limitons cette étude à 15 pays de l'Europe de l'Ouest, parce que, de notre point de vue, ils constituent un groupe de pays à peu près homogène sociologiquement, technologiquement et économiquement, avec toutefois de grandes différences dans l'importance du développement des ELRi.

Les données utilisées pour cette étude proviennent des sources suivantes : - L'Agence internationale de l'énergie (www.iea.org, rubrique statistics) pour les productions brutes d'électricité et leur répartition par mode de production (mix de production électrique) d'électricité - L'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) (www.entsoe.eu/db-query/miscellaneous/net-generating-capacity) pour les capacités de production - L'Agence européenne de l'environnement (EEA 2016, ENER038 Overview of electricity production and use in Europe, <https://europa.eu/europa/en/data-and-maps/indicators/overview-of-the-electricity-production-2/assessment>) pour les émissions de CO₂ de la production brute d'électricité, à l'exclusion de la Norvège et de la Suisse – Eurostat (<http://ec.europa.eu/eurostat/fr/data/database>) pour les prix payés par les ménages) - British Petroleum Statistical Review of World Energy (<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>) pour l'historique des productions et des consommations de combustibles fossiles.

1 - Le mix électrique des 15 pays considérés :

On appelle mix électrique d'un pays l'éventail des sources d'énergie utilisées pour produire de l'électricité, présenté en pourcentage de l'énergie électrique (mesurée par exemple en kWh, MWh ou TWh) produite par chacune de ces sources. Dans cette étude, nous ne considérons que la production brute d'électricité, c'est-à-dire sans déduire les pertes dues à l'autoconsommation des centrales et les pertes sur le réseau.

Les mix de production électrique brute des 15 pays considérés sont très divers (**tableau 1**) : Ils ont été historiquement largement dictés par la disponibilité des ressources locales, garanties d'un minimum d'indépendance énergétique : C'est ainsi que la Norvège, pays dont les ressources hydrauliques sont par habitant les plus importantes d'Europe, produit 96 % de son électricité grâce à celles-ci. Le Royaume-Uni, pauvre en ressources hydrauliques mais longtemps riche en charbon, puis en gaz grâce à la Mer du Nord, utilise encore

Pays	Production 2014, TWh	Charbon	Pétrole	Gaz	Nucl.	Hydro	Eolien	Solaire PV	Autres
Allemagne	627,8	45,4	0,9	9,9	15,4	4	9,1	5,7	9,6
Autriche	65,4	7,5	0,9	8,2		68,5	5,9	1,2	7,8
Belgique	72,7	6	0,2	26,5	46,4	2,1	6,3	4	8,5
Danemark	32,2	34,3	1	6,5		0,05	40,6	2	15,5
Espagne	278,8	16,2	5,1	17	20,6	15,4	18,7	2,9	4,1
Finlande	68,1	17,4	0,3	8,1	34,6	19,7	1,6		19,3
France	562,8	2,1	0,3	2,3	77,6	12,2	3,1	1	1,5
Irlande	26,3	24,6	0,7	49,1		3,8	19,5		2,3
Italie	279,8	16,6	5,1	33,5		21,5	5,4	8	6,9
Pays-Bas	103,4	31,3	1,8	49,8	3,9		5,6	0,8	6,9
Portugal	52,8	22,6	2,6	12,9		31,1	22,9	1,2	6,7
Norvège	142,3	0,1		1,8		96	1,6		0,5
Roy.-Uni	338,9	30	0,5	29,7	18,8	2,6	9,4	1,2	7,7
Suède	153,7	1,1			42,2	41,6	7,3		7,8
Suisse	71,7			0,7	38,4	55,4		1,2	4,3
Europe 15	2876,7	20	1,5	14,7	28,1	18,2	8,1	3,3	6,1

Tableau 1 : 15 pays d'Europe de l'Ouest année 2014 : production d'électricité, en TWh, et principaux composants du mix de production électrique, en %. L'éolien et le solaire photovoltaïque sont ici en rouge. La catégorie « Autres » comprend essentiellement l'électricité produite avec de la biomasse et des déchets ménagers et industriels organiques. A noter cependant dans le cas de l'Italie dans cet « Autres », la contribution de l'électricité géothermique pour environ 2 % de sa production d'électricité. Les cases en blanc correspondent à des contributions très faibles, moins de 0,1 %, auquel cas on retrouve ces contributions dans la rubrique « Autres », voire inexistantes (cas du nucléaire dans 6 pays par exemple).

essentiellement ces deux combustibles fossiles. L'Allemagne, également pauvre en ressources hydrauliques, mais riche en charbon (surtout maintenant du lignite, c'est-à-dire la variété de charbon au contenu énergétique le plus faible et aux émissions de CO₂ par kWh produit les plus grandes), fait encore une très grande part de son électricité grâce à lui. La France, pays relativement peu doté en ressources hydrauliques par habitant comparativement à la Norvège, ou encore l'Autriche, la Suède et la Suisse, et pauvre en combustibles fossiles, a développé très fortement le nucléaire. Dans tous ces pays, depuis les chocs pétroliers de 1973 et 1979, le pétrole n'est plus guère utilisé pour produire de l'électricité. Les proportions d'ELRi dans les mix de production électrique sont très variables. En 2014, année la plus récente considérée ici sauf cas particulier, faute de données toutes bien validées ensuite, elles varient de 1,6 % pour la Norvège à 42,6 % pour son voisin le Danemark. Le **tableau 2** montre pour chacun de ces 15 pays en 2014 leur population, en millions d'habitants, et les capacités de production

existantes en fin de cette année, en watt par habitant, de leurs principaux modes de production d'électricité.

Pays	Population	comb.foss.	nucléaire	hydro.	éolien	solaire	biomasse
Allemagne	81,2	1057	149	132	450	468	78
Autriche	8,6	842	0	1578	245	89	60
Belgique	11,3	588	524	126	172	264	105
Danemark	5,7	1564	0	2	859	106	107
Espagne	46,4	1023	163	420	496	150	16
Finlande	5,5	1582	500	588	92	0	379
France	66,4	357	951	383	139	80	24
Irlande	4,6	1338	0	115	471	0	2
Italie	60,8	1119	0	363	143	306	59
Pays-Bas	16,9	1513	29	2	170	59	24
Portugal	10,4	627	0	547	437	40	23
Norvège	4,6	348	0	6757	186	0	7
Roy.-Uni	64,8	775	151	61,2	192	77	18
Suède	9,7	464	982	1683	559	8	318
Suisse	8,2	61	406	1686	7	92	34
Europe 15	405,1	868	283	410	273	199	55
<i>Europe 15</i>		<i>351622</i>	<i>114609</i>	<i>166018</i>	<i>110699</i>	<i>80701</i>	<i>22202</i>

Tableau 2 : 15 pays d'Europe de l'Ouest, année 2014 : populations en millions d'habitants et, colonnes 2 à 7, capacités installées **par habitant** pour les principaux modes de production d'électricité, en **watt**. Ces capacités sont calculées d'après les données de l'ENTSO E, sauf pour le Royaume-Uni pour lequel on a utilisé par défaut celles du Department of Energy and Climate Change (DECC) de ce pays. Ligne du bas en italiques : capacités totales par mode des 15 pays, en **MW**. Ce tableau n'est pas exhaustif de toutes les sources d'électricité utilisées en Europe de l'Ouest. Mais les sources non répertoriées ici représentent moins de 0,5 % du total des capacités installées.

En comparant les tableaux 1 et 2 on peut constituer le **tableau 3**, où est évalué dans chaque pays le **facteur de charge annuel** des différents modes de production d'électricité, c'est-à-dire le rapport de la production réelle à la production qui serait la sienne s'il était utilisé toute l'année au maximum de sa capacité. On peut aussi comparer l'efficacité globale des mix électriques, ou des différents modes de production : on observe ainsi par exemple que la France produit en moyenne environ 1,3 fois plus d'électricité par watt de capacité installée par habitant que l'Allemagne. On observe aussi que l'Allemagne produit à peu près, par watt de capacité installée par habitant, environ 7 fois plus d'électricité avec son nucléaire qu'avec son éolien et son solaire réunis ! Pour la France, il s'agit de 5 fois seulement, car le nucléaire n'y est pas seulement utilisé en base comme en Allemagne, mais aussi en semi-base.

2014 Pays	Production brute, en kWh/hab.	Capacités totales en W/hab.	Facteur de charge moyen en %	Combustibles fossiles	Nucl	Hydro	Eolien	Solaire PV
Allemagne	7731	2234	39,5	46,9	91,2	26,7	17,8	10,7
Autriche	7604	2794	31	17,1		37,6	20,9	11,6
Belgique	6434	1779	41,2	40,8	65	12,2	26,9	11,1
Danemark	5649	2638	24,4	17,2			30,5	12,2

Espagne	6009	2268	30,3	25,6	84,6	25,1	25,8	13,2
Finlande	12381	2762	51,2	23,1	98	47,4	24,6	
France	8476	1934	50	12,8	79	30,8	21,6	12,1
Irlande	5717	1926	34,2	36,3		21,6	27	
Italie	4602	1990	26,4	20,2		31,1	19,8	13,7
Pays-Bas	6118	1797	38,8	38,2	92,4		23	9,5
Portugal	5077	1672	34,2	34,9		39,7	30,4	18,3
Norvège	30934	7298	48,4	19,3		50,1	30,4	
Roy.-Uni	5230	1274	46,9	46,1	73,9	25,2	30,4	9,3
Suède	15845	4014	45,1	4,2	77,8	44,7	23,6	9,4
Suisse	8682	2286	43,4	16,9	93,7	32,6		12,9
Europe 15	7101	2088	38,8	33,8	80,5	36	24	13,4

Tableau 3 : production brute d'électricité en kWh par habitant, capacités totales en watt par habitant, facteur de charge moyen de cette production d'électricité, et facteurs de charge des principaux modes de production. On remarque le large éventail des productions d'électricité par habitant, de l'Italie à la Norvège et la très bonne performance d'ensemble du nucléaire. Le facteur de charge du solaire au Portugal semble exagéré. Un facteur de charge voisin de celui de l'Espagne ou de l'Italie semble plus probable. Les facteurs de charge de l'éolien et du solaire PV sont imprécis, car leurs capacités croissant rapidement, on obtient des résultats qui peuvent être assez différents si l'on n'a pas fait une reconstitution pas à pas de l'évolution de ces capacités et des productions d'électricité correspondantes, ce qui n'est pas fait dans beaucoup de publications officielles.

2- Développement des ELRi, émissions de CO₂ et prix de l'électricité pour les ménages en Europe de l'Ouest

Le **tableau 4** montre pour l'année 2014 la proportion d'ELRi (électricité éolienne + solaire photovoltaïque) dans le mix de production brute électrique, les émissions de CO₂ de celui-ci, en millions de tonnes et en grammes par kWh d'électricité produite, et les prix de l'électricité payés par les ménages, en euros par MWh de consommation, pour les 15 pays considérés. Il montre aussi, en watt par habitant, la capacité totale installée en ELRi. Les relations entre ces grandeurs apparaissent plus clairement sur les **figures 2 et 6**.

Pays	ELRi % du mix	ELRi W/hab.	CO ₂ émis par l'électricité, en Mt	CO ₂ g/kWh	Prix euros/MWh
Allemagne	14,8	918	266,8	425	298
Autriche	7,1	314	3,9	60	202
Belgique	10,3	436	15,3	211	210
Danemark	42,6	965	5,3	166	304
Espagne	21,6	646	84,7	304	217
Finlande	1,6	92	7,2	106	156
France	4,1	216	19,7	35	159
Irlande	19,5	471	11,9	456	241
Italie	13,4	449	64	229	245
Pays-Bas	6,4	229	46,6	451	184
Portugal	24,1	475	18,9	359	218
Norvège	1,6	186	1,7	12	165
Royaume-Uni	10,7	269	131,8	389	192
Suède	7,3	567	1,5	10	197
Suisse	1,2	99	0,9	12	195
Europe 15	11,4	472	680,7	237	218

Tableau 4 : 15 pays de l'Europe de l'Ouest en 2014 : Proportions d'ELRi (éolien + solaire PV) dans le mix de production électrique brute en %, capacités d'ELRi en watt par habitant, émissions de CO₂ du mix électrique en millions de tonnes et en grammes par kWh, et prix de l'électricité payé par les ménages. La moyenne des prix payés par les ménages pour l'ensemble des 15 pays considérés est ici calculée en moyenne pondérée par les populations. Les deux pays les plus émetteurs de CO₂ sont l'Allemagne et le Royaume-Uni, qui émettent à eux deux 59 % du total des émissions de ces 15 pays, mais ne représentent que 36 % de leur population. Par comparaison, la France émet 2,9 % du total des émissions pour 16 % de la population. Les capacités de l'Allemagne en ELRi ont encore sensiblement augmenté depuis 2014 et dépassent maintenant les 1000 watts par habitant, «mieux» encore que le Danemark !

ELRi et émissions de CO₂

La **figure 2** montre pour les 15 pays considérés en 2014 les émissions de CO₂ du mix de production électrique brute en fonction des proportions d'ELRi. On observe une corrélation globalement positive entre ces deux grandeurs. **La question est donc : alors que les ELRi et en particulier l'éolien émettent peu de CO₂ par kWh produit (figure 1), pourquoi les émissions de CO₂ de ces pays augmentent-elles globalement avec la fraction d'ELRi dans leur mix électrique ?**

Les seuls déterminants des émissions de CO₂ sont bien sûr le poids des combustibles fossiles dans le mix de production électrique, et leur nature (gaz, charbon ou fuel). Or de ces quinze pays, il n'y en a que cinq, l'Autriche, la France, la Norvège, la Suède et la Suisse qui ont réussi à ce jour à s'en passer à peu près complètement. Les émissions de CO₂ de leur production d'électricité sont donc très faibles. Un de ces pays, la Norvège, exceptionnellement doté en ressources hydrauliques par habitant (tableau 2), produit 96% de son électricité grâce à elles. L'Autriche, avec près de 70 % d'hydroélectricité dans son mix de production, est également très bien dotée. Elle complète son mix avec des combustibles fossiles et de la biomasse, et a les émissions les plus élevées de ces cinq pays. Les trois autres, France, Suède et Suisse, qui ont des mix basés principalement sur le nucléaire et l'hydraulique, utilisent encore moins de combustibles fossiles que l'Autriche. La Suède et la Suisse, bien mieux dotées en ressources hydrauliques par habitant que la France, utilisent encore moins qu'elle les centrales à combustibles fossiles, ce qui conduit à des taux de CO₂/kWh plus faibles.

Vient ensuite la Finlande, qui a du nucléaire et de l'hydroélectricité, mais pas encore assez pour éliminer suffisamment les combustibles fossiles.

A juste titre, tous ces pays n'ont que relativement peu d'ELRi dans leur mix de production électrique. En effet, ils n'en ont nul besoin pour faire baisser significativement leurs émissions de CO₂ : Les émissions des cinq premiers sont déjà très faibles et la Finlande, moins bien placée pour l'instant, continue de développer son parc de centrales nucléaires : elle rejoindra ainsi d'ici peu le peloton de tête. Cependant la Suède a une proportion relativement importante d'ELRi et semble vouloir encore l'augmenter (Tableau 1).

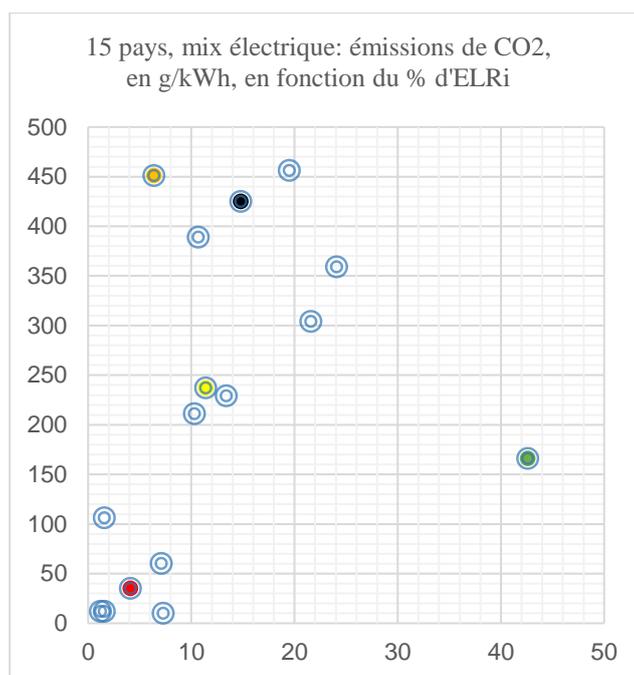


Figure 2 : Emissions de CO₂ du mix électrique en grammes par kWh en fonction de la proportion en % d'éolien + solaire PV dans ce mix pour les 15 pays considérés. En rouge la France, en noir l'Allemagne, en orangé les Pays-Bas, en vert le Danemark et en jaune la moyenne des 15 pays considérés.

A l'autre extrême, quatre pays ont de très fortes émissions de CO₂ : Les Pays-Bas, le Royaume-Uni, l'Allemagne et l'Irlande. Ils ont en commun de n'avoir que très peu, voire pas du tout, d'hydraulique. En 2014, deux d'entre eux avaient encore une contribution non négligeable de nucléaire dans leur mix électrique, le Royaume-Uni (18,8 %), et l'Allemagne (15,4 %). Leurs émissions sont un peu plus faibles que celles des Pays-Bas qui en a très peu (3,9 %) et de l'Irlande qui n'en a pas. Bien que l'Irlande compte une fraction d'ELRi bien plus grande (19,5 %) que les Pays-Bas (6,4 %), ses émissions de CO₂ sont pourtant un peu supérieures.

Quatre pays ont des situations intermédiaires : Belgique, Italie, Espagne et Portugal. La Belgique n'a pas de ressources hydrauliques notables, mais a une forte proportion de nucléaire (46,4 %). Les trois autres ont des ressources hydrauliques par habitant importantes, inférieures toutefois à celles de l'Autriche, de la Suède, de la Suisse et bien sûr de la Norvège, mais supérieures à celles de la France. Notons que le mix de l'Espagne comporte une fraction importante de nucléaire (20,4 %).

Enfin le Danemark mérite une attention particulière : Il n'a pas de nucléaire. Il n'a pas non plus de ressources hydrauliques. Toutefois sa petite taille et sa position géographique lui permettent d'utiliser les importants stockages hydrauliques de ses voisins suédois et norvégien pour gérer l'intermittence de ses ELRi (essentiellement de l'éolien). Comme nous le verrons plus loin cela lui permet d'introduire sans risque technique majeur une proportion élevée d'ELRi dans son mix de **production** électrique, et donc de diminuer le taux de CO₂ / kWh de celui-ci. Il lui suffit pour cela de pouvoir se servir chez ses voisins, du Nord en hydroélectricité, et du Sud en fossile. Toutefois si, à l'instar de l'Irlande, ce pays avait été isolé électriquement, il n'aurait pu doter son mix de telles proportions d'ELRi (42,6 %) et ses émissions de CO₂ par kWh seraient bien plus élevées. Il s'agit donc là d'une situation de

niche. En dehors de toute considération économique sur laquelle nous reviendrons plus loin, elle n'est pas extrapolable à l'ensemble de l'Europe, dont les ressources hydrauliques sont bien trop faibles pour pouvoir accepter de telles proportions d'ELRI dans son mix électrique sans avoir recours à des productions conventionnelles (fossiles, nucléaires) afin d'assurer la stabilité du réseau.

On constate donc une grande variété des situations d'un pays à l'autre. L'Europe de l'électricité n'existe pas, et il y a souvent de bonnes raisons pour qu'un pays n'aligne pas son mix électrique sur celui de son voisin. Bien sûr cette discussion montre que c'est en diminuant la part des combustibles fossiles dans le mix électrique, et en particulier celle du charbon (ses émissions de CO₂ par kWh produit sont environ deux fois plus fortes que celles du gaz (figure 1)) qu'un pays peut faire baisser les émissions de CO₂ de sa production électrique. Les pays qui, de par leur géographie, disposent d'importantes ressources hydrauliques par habitant ont ici un grand avantage naturel. ***Pour ceux qui ne disposent pas de telles ressources, le nucléaire est à l'évidence beaucoup plus efficace que les ELRI pour diminuer leurs émissions de CO₂. La raison en est simple : pour gérer leur intermittence, les ELRI requièrent un soutien (back-up) par des centrales « conventionnelles », capables de produire dans l'année beaucoup plus d'électricité qu'elles. En effet, on ne peut guère, sauf à disposer de stockages massifs qui pour l'instant n'existent pas en quantités suffisantes à l'échelle européenne, sans doute pour très longtemps (voir annexe 1), produire dans un mix électrique une proportion d'électricités intermittentes très supérieure à leur facteur de charge, qui en Allemagne par exemple était en 2014 pour l'ensemble éolien + solaire PV de l'ordre de 14 %. Il était pour cet ensemble de 28,5 % au Danemark. En l'absence d'hydraulique et/ou de nucléaire en quantités suffisantes, le back-up doit être assuré par des centrales utilisant des combustibles fossiles, qui produisent de grandes quantités de CO₂.***

En Europe de l'Ouest, les cinq pays ayant le plus misé sur l'éolien et/ou le solaire photovoltaïque pour leur production d'électricité sont l'Allemagne, le Danemark, l'Espagne, l'Irlande et le Portugal. Il est donc instructif de comparer l'évolution des émissions de CO₂ de leur électricité au cours des années de fort développement de ces sources d'électricité, c'est-à-dire depuis 2000, avec celles de pays ayant misé sur le nucléaire et l'hydroélectricité : On constate qu'aucun de ces cinq pays, malgré les annonces flatteuses des médias et des partis ou ONG écologistes, n'a réussi à diminuer ses émissions au niveau de celles de la France et a fortiori de la Suède et cela de très loin (**figure 3**). Parmi ces pays le Danemark est celui qui a la meilleure performance. On a évoqué plus haut pour quelles raisons et on y reviendra plus en détail plus loin.

On observe cependant une baisse progressive très sensible des émissions de ces cinq pays au fil du temps. On peut d'abord faire une remarque générale qui relativise les progrès illustrés par ces courbes décroissantes : en ce qui concerne les réductions d'émissions de CO₂, c'est « le PREMIER pas qui coûte le MOINS ». Donc plus on est mauvais, plus il est facile de trouver des marges de manœuvre pour s'améliorer. La comparaison en pourcentage de gain sur une période donnée d'un pays par rapport à un autre a donc peu d'intérêt si on ne prend pas en compte le point de départ et au plan climatique ce sont les émissions totales de CO₂ qui importent. Ceci dit, la baisse progressive des émissions de ces cinq pays est bien visible. La question est de savoir à quoi on peut l'attribuer. Elle est d'abord due pour une faible part à l'amélioration progressive des rendements énergétiques des centrales à combustibles fossiles. Toutefois certains des gains les plus notables (cas de l'Espagne, de l'Irlande et du Portugal)

sont avant tout le résultat d'un transfert progressif de la production d'électricité du charbon au gaz, beaucoup moins émetteur de CO₂ par kWh produit (Figure 1). Par ailleurs, le Portugal, et dans une moindre mesure l'Espagne, ont depuis 2000 augmenté notablement leur production d'hydroélectricité, d'environ 40 % pour le Portugal et 15 % pour l'Espagne. Seule l'Allemagne, parce qu'elle a trop peu d'hydroélectricité et utilise encore beaucoup le charbon (45,4 % de sa production d'électricité en 2014, tableau 1, dont pour moitié environ sa variété la plus émettrice au kWh produit, le lignite) n'a pas véritablement progressé, en dépit d'un déploiement massif des ELRi. Notons aussi que l'Allemagne et l'Espagne ont encore quelques réacteurs nucléaires en fonctionnement. Que se passera-t-il s'ils sont (Espagne) ou quand ils seront (Allemagne) fermés ?

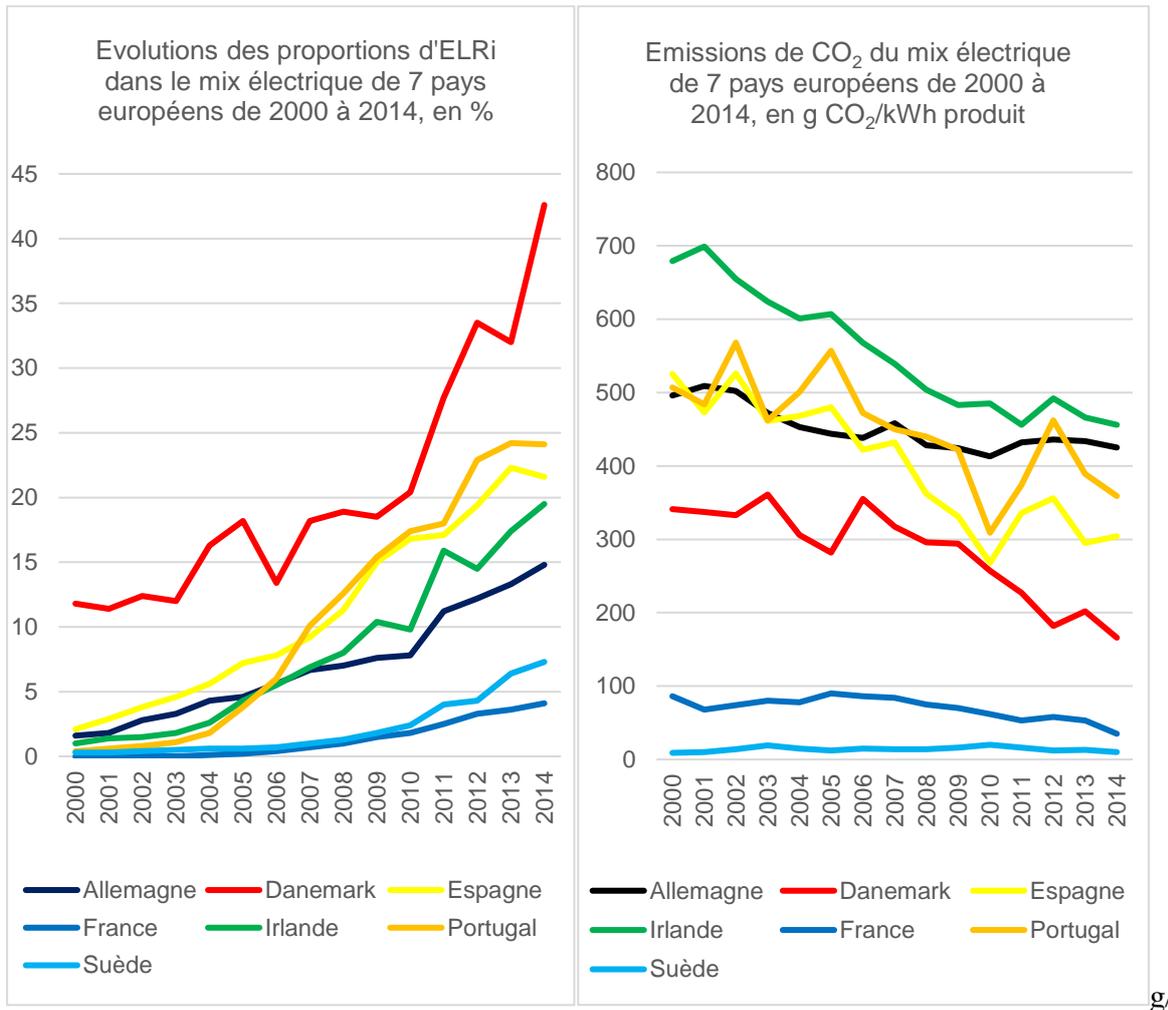


Figure 3: Evolutions de 2000 à 2014, à gauche des proportions d'ELRi dans le mix de production électrique brute, en %, et à droite des émissions de CO₂ de ce mix, en grammes de CO₂ par kWh, pour les pays européens ayant le plus misé sur l'éolien et/ou le solaire photovoltaïque, comparées à celles de la France et de la Suède, qui s'appuient principalement sur le nucléaire et l'hydroélectricité.

La Figure 3 montre que le Danemark est celui des cinq pays qui a le mieux réussi à faire baisser ses émissions bien qu'il n'ait pas de nucléaire et pratiquement pas d'hydroélectricité. Il continue toutefois à utiliser beaucoup le charbon, ce qui, par habitant, en fait un important pollueur de l'atmosphère européenne. Mais, si son potentiel hydroélectrique est insignifiant, pour gérer l'intermittence de son éolien il peut faire appel aux « batteries de stockage » de ses

voisins : ce sont les centrales hydroélectriques de Norvège et de Suède qui sont principalement utilisées pour cela. Cela a certes un coût financier pour le Danemark (prix faible du kWh éolien exporté, prix important du kWh hydraulique importé) mais au plan technique cela lui permet d'atteindre une fraction élevée de l'éolien dans son mix de **production** électrique brute (42,6 % en 2014). Toutefois la proportion est bien moins grande, (environ 27 % en 2014, c'est-à-dire à peu près le facteur de charge moyen de l'éolien+solaire) dans son mix de **consommation brute**, puisqu'il exporte une bonne partie de son éolien et importe de l'hydroélectricité ! Et il importe aussi bien sûr, en quantités bien difficiles à évaluer, de l'électricité nucléaire de Suède, mais aussi d'Allemagne et de France via ses interconnexions avec l'Allemagne.

C'est à partir de 2008 que la baisse des émissions CO₂ y est la plus prononcée. On verra plus bas que ce phénomène est corrélé à l'augmentation rapide de ses importations d'électricité à partir de cette date, associée à la reprise des constructions d'éoliennes, qui avaient stagné de 2003 à 2008 comme l'illustre la **figure 4** ci-dessous :

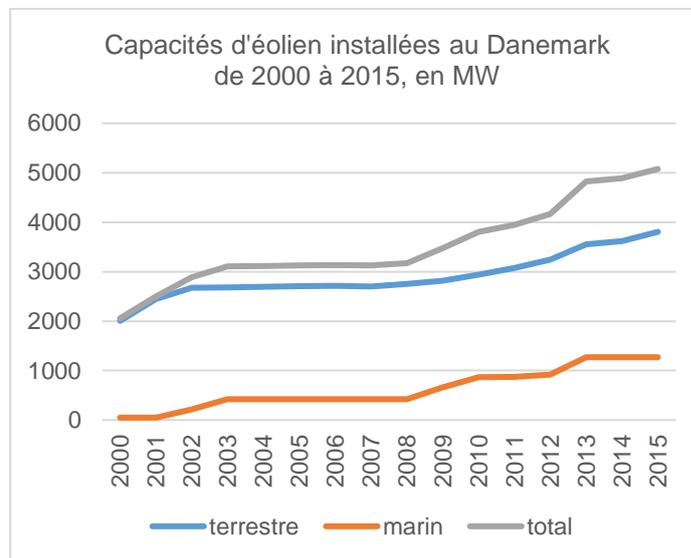


Figure 4 : Evolution, en MW, des capacités d'éolien installées au Danemark de 2000 à 2015 au 31 Décembre de chaque année. On observe le peu d'importance des installations nouvelles de 2003 à 2008. Données Energinet, Danemark. Courtoisie Bjarke Nielsen.

Si un tel système peut fonctionner à l'échelle d'un petit pays comme le Danemark entouré de grands voisins auquel il est lié par des capacités de transfert importantes, il est impossible à appliquer à l'échelle de l'EU 28. Par exemple, la production d'électricité de l'Allemagne est 20 fois celle du Danemark. Avec le même pourcentage de pénétration d'ELRi dans son mix, l'Allemagne aurait besoin de 20 Scandinavie(s) pour l'assister ! La performance danoise, tant célébrée par les médias, n'est donc en fait qu'un trompe-l'œil. En réalité, il convient de rapporter cette production d'éolien à la production totale d'électricité de la Scandinavie et non à celle du seul Danemark ! Comme on l'a dit, et comme l'illustrera la comparaison avec l'Irlande, il s'agit d'une situation de niche, non généralisable à l'échelle de l'Europe entière.

La Suède fait mieux que la France. Cela provient du fait qu'elle utilise un peu moins qu'elle les combustibles fossiles pour assurer sa production d'électricité (table 1). Elle peut aussi utiliser relativement plus d'éolien que la France, en gérant son intermittence au moyen de

l'hydroélectricité dont elle a des ressources très abondantes, plutôt qu'en brûlant des combustibles fossiles.

La France doit donc ses bonnes performances au fait que, comme la Suède, elle utilise peu les combustibles fossiles pour sa production d'électricité et qu'elle s'appuie surtout sur le nucléaire et l'hydraulique. **Ainsi en 2014, elle a produit 12 fois moins de CO₂ par kWh que l'Allemagne !** En effet, malgré un développement ininterrompu de l'éolien et du solaire photovoltaïque depuis quinze ans, notre voisin utilise quasiment toujours autant de combustibles fossiles, et en particulier de charbon. Sur la **figure 5** on constate que la progression des ELRi n'a eu que très peu d'effet sur les émissions de CO₂ de son mix électrique.

L'impact de la politique énergétique allemande sur la santé publique en Europe est vraisemblablement considérable ainsi que des ONG ont tenté de le quantifier dans un rapport récent (http://awsassets.wfffr.panda.org/downloads/dark_cloud_full_report.pdf ; on pourra aussi regarder <https://vimeo.com/172886975>).

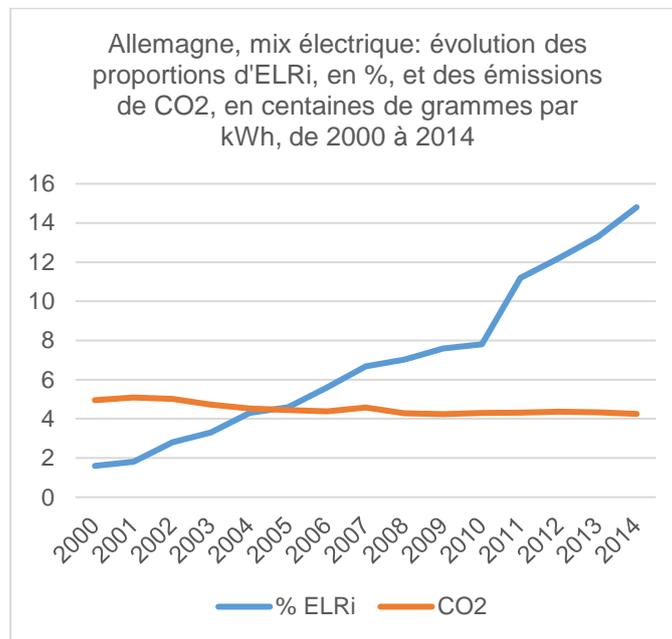


Figure 5 : Allemagne sur 15 ans de 2000 à 2014 : Evolution des proportions d'ELRi dans le mix électrique (courbe bleue, unité de l'axe vertical %) et des émissions de CO₂ de ce mix, (courbe rouge, même échelle unité de l'axe vertical en centaines de grammes par kWh).

Ces dommages sont principalement le fait des particules fines et des oxydes de soufre et d'azote émis par les centrales à combustibles fossiles, et particulièrement celles à charbon et à lignite. Comme les mouvements de l'atmosphère ne connaissent pas les frontières, l'Allemagne, ainsi que d'autres pays (Pologne par exemple) qui produisent aussi une grande partie de leur électricité avec des combustibles fossiles, exporte cette pollution dangereuse vers les pays voisins. Parmi ceux-ci il y a la France, pour laquelle le rapport cité plus haut se risque à évaluer la mortalité additionnelle résultant de ces « importations » indésirables de pollution à plus de 1000 morts prématurées par an, rien que pour le charbon, principalement allemand, britannique et polonais !

Dans les pays où il a été important, le développement des ELRi en Europe de l'Ouest a probablement entraîné une diminution des émissions de CO₂ quand ces pays avaient un mix électrique ne comportant pour l'essentiel que des combustibles fossiles. Cependant cet

effet positif est marginal comme le démontrent les statistiques européennes. De fait, quand il a eu lieu, c'est le passage du charbon au gaz dans le mix électrique qui a eu le rôle le plus déterminant dans la diminution observée des émissions. L'extension à d'autres pays des expériences faites par ces pays risque donc d'être tout aussi décevante.

Notons au passage que ceux de ces pays qui s'engagent dans des politiques de déploiement massif d'ELRi lient de facto leur avenir électrique aux combustibles fossiles, donc aux émissions de CO₂ et de polluants atmosphériques qui vont avec, mais aussi aux futurs problèmes d'approvisionnement qui pourraient survenir. Cela pourrait changer si l'on trouvait le moyen de gérer l'intermittence des ELRi par de très importantes capacités de stockage de l'électricité. Mais comme décrit dans l'annexe 1, c'est totalement irréaliste à l'heure actuelle, et aucune solution n'est pour l'instant en vue. Les pays qui, comme la France ont des mix électriques très peu émetteurs de CO₂ n'ont aucun intérêt de ce point de vue à développer les ELRi, puisqu'elles ne peuvent faire baisser significativement leurs déjà très faibles émissions.

ELRi et prix de l'électricité pour les ménages

Sur la **figure 6** qui reprend les chiffres du tableau 3 on a porté à gauche le prix de l'électricité payé par les ménages dans les 15 pays étudiés en fonction de la proportion d'ELRi dans leur mix électrique, en %, et à droite de la capacité installée d'ELRi en watts par habitant. On observe une corrélation positive : le prix est d'autant plus élevé que la proportion d'ELRi ou la capacité installée d'ELRi est importante. Cette corrélation, déjà bonne en utilisant les proportions d'ELRi, est meilleure avec les capacités installées.

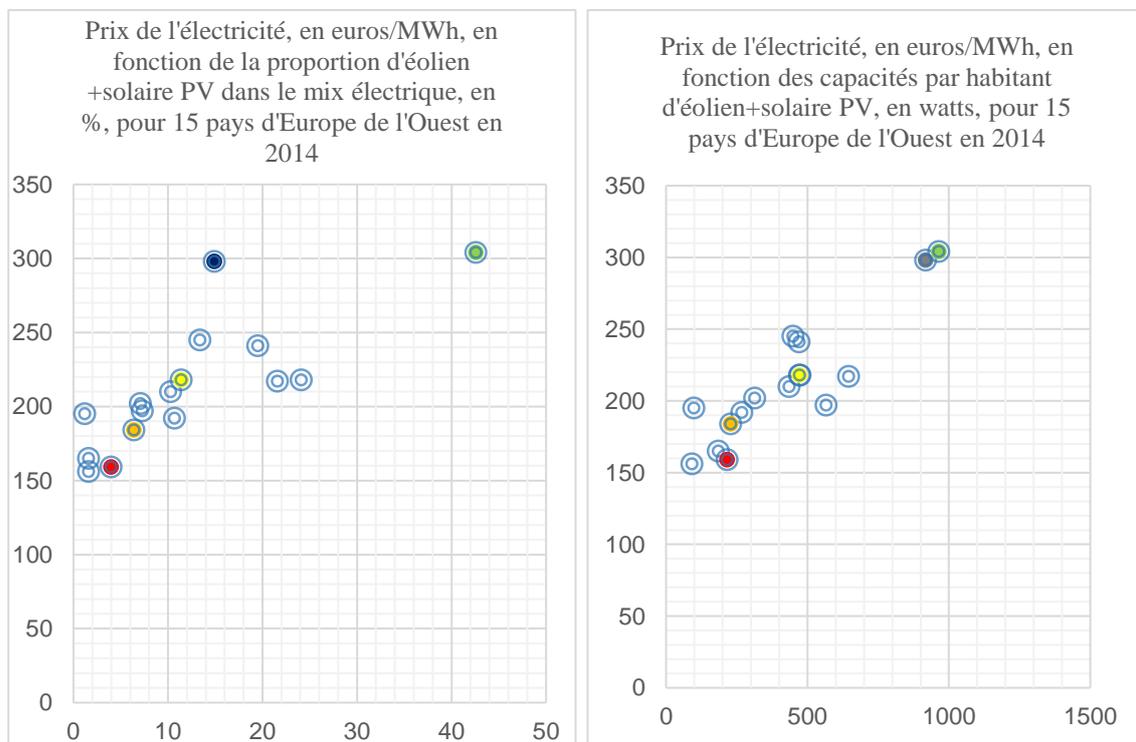


Figure 6: 15 pays d'Europe de l'Ouest en 2014 : prix de l'électricité payé par les ménages en fonction, **à gauche** de la proportion d'ELRi dans le mix électrique, en %, et **à droite** des capacités installées d'ELRi en watt par habitant. En rouge la France, en orangé les Pays-Bas, en noir l'Allemagne, en vert le Danemark et en jaune la moyenne des quinze pays étudiée (superposée avec le Portugal dans le diagramme de droite).

Les prix les plus élevés sont ceux de l'Allemagne et du Danemark. On observe cependant que le Danemark est à peine plus cher que l'Allemagne pour une proportion d'ELRi beaucoup plus importante dans sa production électrique ! Mais on remarque aussi que cet écart devient très réduit quand on rapporte les prix aux capacités de production. Ceci s'explique par un facteur de charge des ELRi (rapport entre la quantité d'électricité effectivement produite dans l'année à celle qui résulterait d'un fonctionnement à la puissance nominale), qui est 2 fois plus faible en Allemagne qu'au Danemark, 14 % en 2014 pour l'ensemble éolien + PV en Allemagne contre 28,5 % au Danemark. En effet, les parcs d'ELRi de ces deux pays ont des caractéristiques différentes : environ la moitié du parc allemand, contre seulement 10 % du parc danois, est constitué de panneaux solaires (tableau 2), dont le facteur de charge annuel est environ 2 fois plus faible que celui de l'éolien. D'autre part le vent est en moyenne beaucoup plus favorable au Danemark qu'en Allemagne, pays continental qui ne bénéficie que dans sa partie côtière de la Mer Baltique de vents de vitesse moyenne comparable à ceux du Danemark. De plus en s'appuyant sur les équipements hydroélectriques de ses voisins scandinaves le petit (en termes de volume de production électrique bien sûr) Danemark a pu se permettre d'avoir une capacité de production éolienne bien plus grande que s'il avait été isolé électriquement. Mais ses dépenses en capital et en infrastructures par unité de capacité d'ELRi sont à peu près les mêmes que celles de l'Allemagne.

La Suède et la Norvège achètent (à bas prix) les excédents temporaires de production éolienne du Danemark, et l'utilisent pour conserver dans leurs barrages l'eau qu'ils auraient autrement utilisée pour leurs besoins propres. En sens inverse elles lui fournissent de l'hydroélectricité (à prix fort) quand le vent est insuffisant en Mer du Nord. Ceci est impossible à envisager pour l'Allemagne, car les ressources hydrauliques de l'Europe entière n'y suffiraient pas et cela de très loin.

Pour l'Allemagne, on observe pour la période 2000- 2014 (**figure 7 à gauche**) une corrélation entre l'augmentation du prix de l'électricité pour les ménages et l'augmentation des proportions d'ELRi dans le mix électrique.

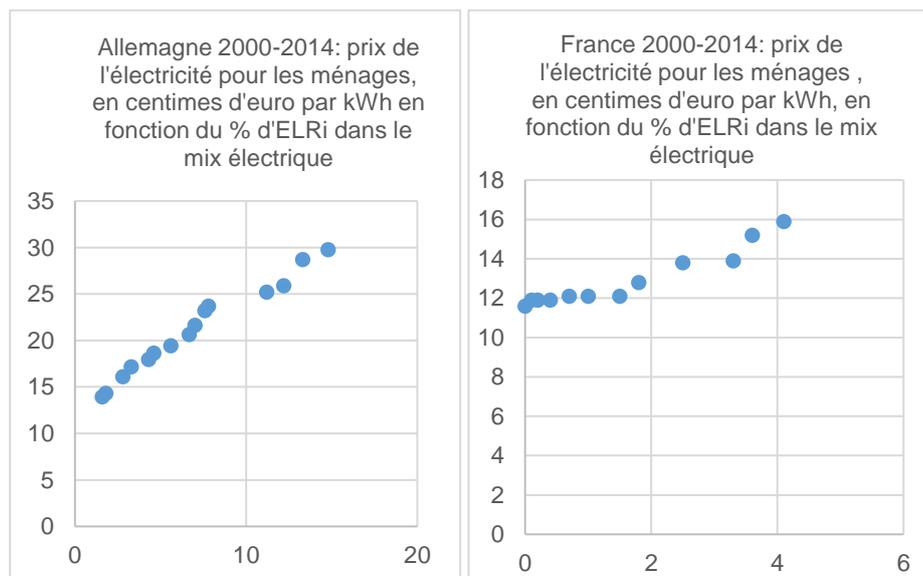


Figure 7 : Allemagne (à gauche) et France (à droite) 2000-2014 : Relation entre, en abscisses la proportion d'ELRi dans le mix électrique en %, et en ordonnées le prix de l'électricité payé par les ménages en centimes d'euros par kWh, de 2000 à 2014. On observe : pour l'Allemagne

une relation quasi linéaire, à raison de 6,4 % d'augmentation de prix par % d'augmentation d'ELRi dans le mix électrique, pour la France, une augmentation quasi linéaire au-dessus d'une proportion de 1,5 % d'ELRI

Cette corrélation, s'observe aussi en France au-dessus de 1,5 % d'ELRI, alors que la contribution des ELRI y est pourtant bien plus faible (**figure 7 à droite**). Bien qu'il y ait eu en France d'autres causes d'augmentation que le développement des ELRI, force est de constater que le prix de l'électricité y a augmenté d'environ un tiers de 2009 à 2014 pour 2,6 % d'augmentation de la proportion d'ELRI. La pente de l'augmentation depuis 2009 est donc encore plus forte qu'en Allemagne !

La **figure 8** montre comment ont évolué de 2003 à 2014 les prix de l'électricité dans les 5 pays d'Europe de l'Ouest ayant le plus d'ELRI dans leur mix électrique, ainsi que par comparaison en France et en Suède, qui n'en ont pour l'instant que peu.

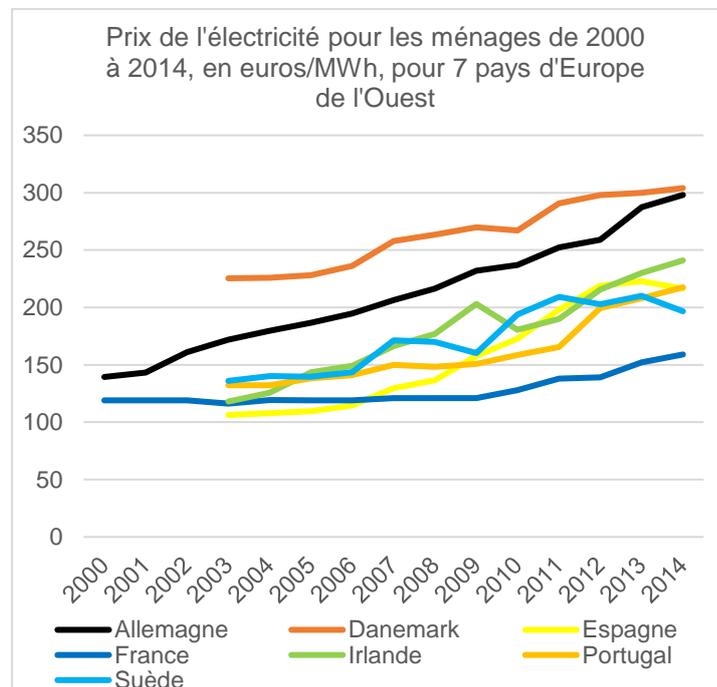


Figure 8: Evolution des prix de l'électricité (en €/MWh) pour les ménages pour les cinq pays d'Europe de l'Ouest ayant les plus fortes proportions d'ELRI dans leur mix électrique, et comparaison avec la France et la Suède. Il n'y a pas de données disponibles pour les prix avant 2003, sauf pour la France et l'Allemagne.

La formation des prix de l'électricité dans un pays est un processus complexe qui dépend en partie des politiques publiques mais aussi du prix des matières premières, combustibles fossiles ou uranium. L'augmentation des prix de l'électricité que l'on observe depuis quelques années en Europe de l'Ouest ne dépend donc bien sûr pas que de la proportion des ELRI dans le mix électrique. Mais les corrélations observées et surtout les différences en fonction du poids relatif des ELRI dans le mix montrent que celui-ci est un facteur très important de cette augmentation. Cela se comprend d'ailleurs aisément : pour être utilisables à l'intérieur d'un réseau intégré ne disposant pas de capacités de stockage suffisantes (cas de l'Europe aujourd'hui et pour longtemps, voir annexe 1), les ELRI ne peuvent se passer de centrales « conventionnelles » de backup.

Les capacités d'ELRi ne remplacent donc pas les capacités conventionnelles existantes dont le réseau a toujours besoin mais pour l'essentiel s'y rajoutent. L'exemple de l'Allemagne est de ce point de vue spectaculaire : d'après l'European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO E), les capacités installées totales, tous modes confondus, y sont passées en chiffres ronds de 104 GW en 2000, dont 2,6 GW d'ELRi, à 188 GW en 2015, dont 82 GW d'ELRi (**Figure 9**). Le développement des ELRi a donc conduit à presque doubler les capacités électriques de l'Allemagne en 15 ans. Pour la France, les valeurs correspondantes sont de 111 GW, dont 0,2 GW d'ELRi, en 2000, et de 129 GW, dont 16,4 d'ELRi, en 2015. Les augmentations de capacité dans ces deux pays sont presque exclusivement dues aux ELRi, et il n'y a pas eu globalement diminution des capacités des centrales «conventionnelles».

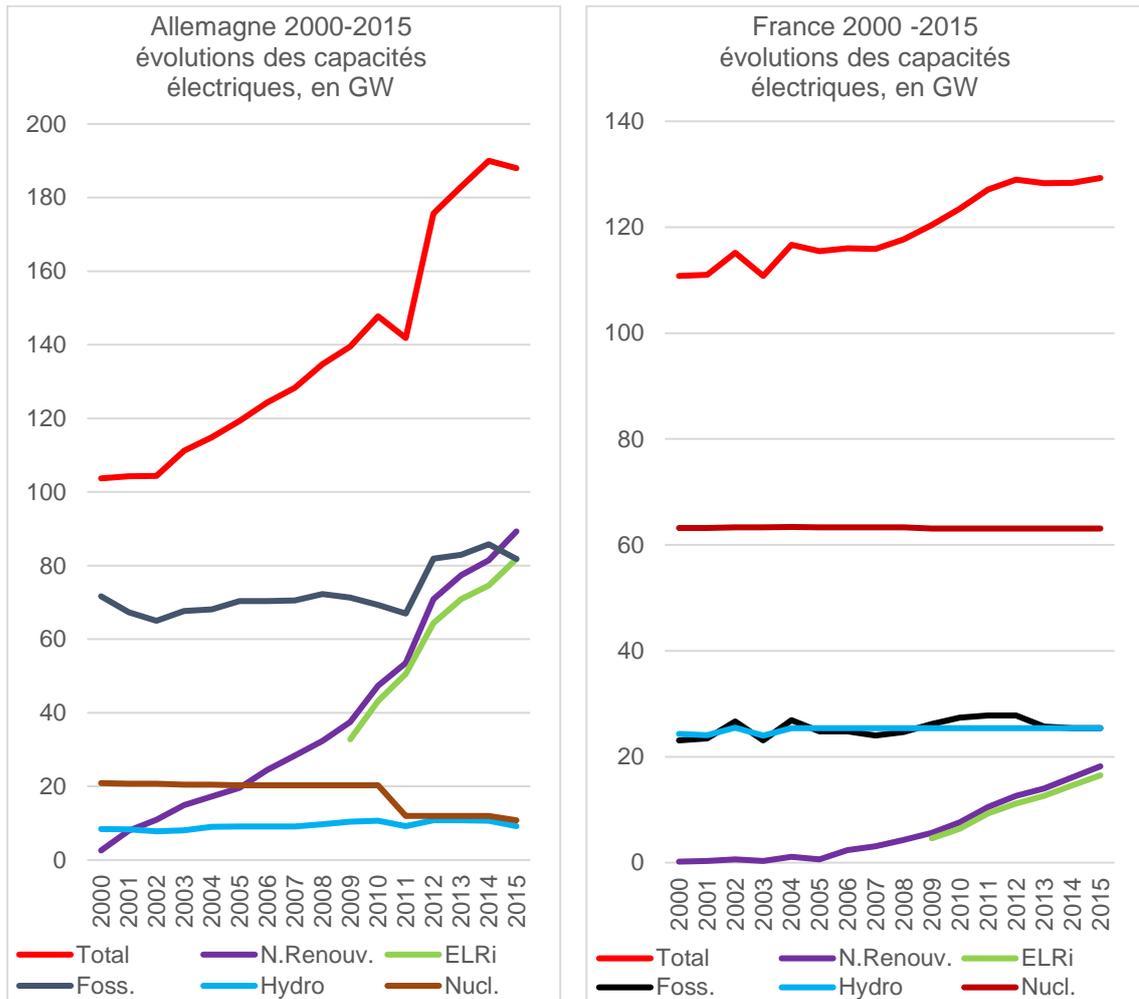


Figure 9 : capacités nettes de production d'électricité en Allemagne à gauche, et en France à droite, en GW : on a représenté les capacités totales, les capacités en nucléaire, en fossiles, en hydraulique, en «nouvelles renouvelables» totales, c'est-à-dire ELRi+ biomasse, et les parts dans celles-ci des ELRi à partir de 2009 (l'ENTSO E ne fait pas le détail avant cette date). On observe la croissance très rapide des capacités en Allemagne, due essentiellement à celles des ELRi. On y observe aussi les sauts de croissance des nouvelles renouvelables, mais aussi des fossiles, après Fukushima et la réduction du nucléaire en 2011 qui s'en est suivie. On observe en France une augmentation de la capacité totale après 2008 qui est due essentiellement aux ELRi, et une petite réduction des fossiles après 2013.

D'autre part, la production d'électricité n'a pas varié significativement dans les deux pays depuis 2005, sauf une décroissance brutale en 2009 due à la crise économique, à peu près rattrapée ensuite. ***Pour une capacité totale de centrales conventionnelles qui n'a pas changé, l'augmentation de la production des ELRi s'est donc accompagnée d'une diminution de celle des centrales conventionnelles, et donc du facteur de charge global de celles-ci.***

En d'autres termes, pour le même service rendu (fourniture d'énergie électrique au citoyen) on a massivement augmenté les dépenses en capital. En outre, en diminuant la production des centrales conventionnelles, on a augmenté le prix de revient du kWh qu'elles produisaient, puisque leurs charges fixes restaient les mêmes pour une production plus faible. Enfin, les adaptations des réseaux, et les constructions de nouvelles lignes à très haute tension qui sont nécessaires à l'insertion des ELRi, augmentent encore ce coût. Il faut bien que quelqu'un paye tout cela. A la fin des fins, quel que soit le mécanisme adopté, c'est toujours le consommateur.

On observe sur la figure 8 que le prix de l'électricité en Suède est nettement plus élevé qu'en France. Corrélativement, les capacités installées d'ELRi sont maintenant de plus du double de ce qu'elles sont en France (tableau 3).

Trois pays très différents : Le Danemark, l'Irlande et la France

Pour finir nous comparons ici à la France deux pays ayant beaucoup développé les ELRi mais qui ne font pas appel au nucléaire et ne disposent pratiquement pas de ressources en hydraulique et en combustibles fossiles. La France, elle aussi, n'a quasiment pas de ressources en combustibles fossiles. Mais elle a par contre beaucoup développé son parc nucléaire et elle dispose d'un bon parc hydraulique (fleuves et retenues, y compris environ 5 GW de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)). Loin d'être négligeable ce parc hydraulique reste toutefois limité puisque, selon les années, il n'est en mesure de fournir qu'entre 10 à 15 % de la production brute actuelle d'électricité.

Danemark et Irlande sont deux pays dont la production brute d'électricité et la population sont assez voisines (tableaux 1 et 2). Toutefois, contrairement au Danemark, l'Irlande a peu d'interconnexions électriques avec le reste de l'Europe.

Le Danemark

Le Danemark n'a pas de nucléaire. Il n'a pas non plus de ressources hydrauliques. Il n'a pas de charbon. En Mer du Nord, il dispose de quelques ressources en pétrole et gaz. Toutefois celles-ci sont en voie d'épuisement. Très tôt, il a été relié de manière efficace au réseau électrique des pays scandinaves voisins, la Norvège et la Suède mais aussi bien sûr à celui du grand voisin allemand. Le système électrique danois présente une bizarrerie : les interconnexions entre sa partie Ouest et sa partie Est, ont une faible capacité, 600 MW, et ces deux parties sont donc presque indépendantes électriquement l'une de l'autre. La partie Ouest est par contre bien reliée au réseau électrique interscandinave, et échange constamment de l'électricité avec la Norvège et la Suède, tandis que la partie Est est bien reliée à l'Allemagne, avec laquelle elle échange également constamment.

La **figure 10** montre l'évolution de 2000 à 2014 de la proportion d'ELRi dans le mix électrique du Danemark. Cette proportion, de l'éolien essentiellement car le Danemark a peu de solaire PV, atteignait déjà plus de 10 % en 2000. Elle a semblé devoir plafonner un peu en

dessous de 20 % entre 2007 et 2010, mais s'est remise à grimper rapidement pour dépasser les 40 % en 2014.

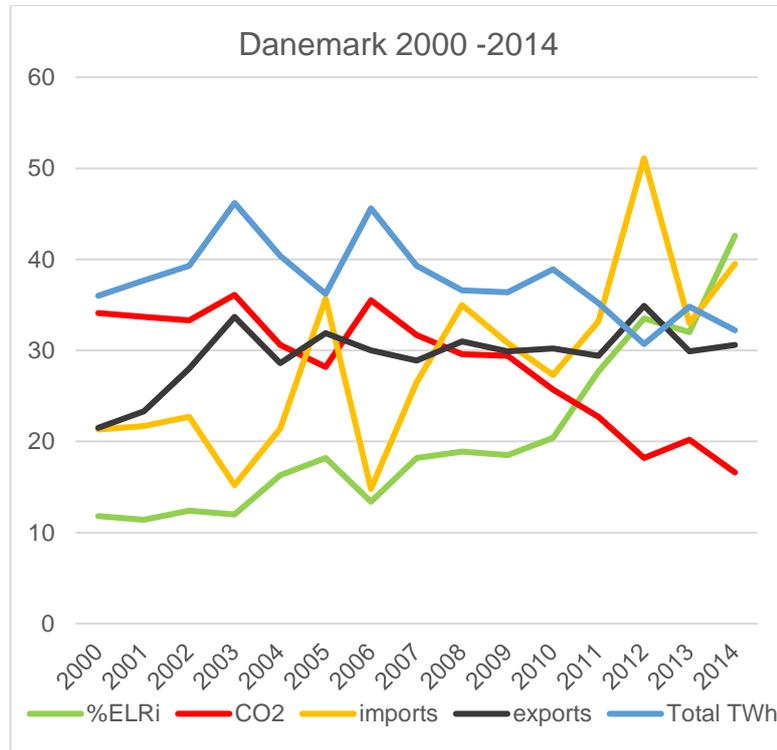


Figure 10 : Danemark : Evolution de 2000 à 2014 des proportions d'ELRi en % (courbe verte, axe vertical) dans le mix de production brute électrique et des émissions de CO₂ de ce mix (courbe rouge, axe vertical **en dizaines de grammes par kWh**), et évolution pour la même période de la production brute (courbe bleue, axe vertical, en TWh, des exportations (courbe noire, axe vertical en % de la production brute) et des importations d'électricité (courbe orange, axe vertical en % de la production brute). On remarque les grandes fluctuations des importations (courbe orange), ainsi que leur augmentation moyenne au cours de cette période. On remarque aussi que les minimums de la courbe des importations coïncident avec les maximums de la courbe des émissions de CO₂ (courbe rouge). On observe un déclin prononcé des émissions de CO₂ après 2008, en concordance avec l'augmentation du niveau moyen des importations, la diminution de la production brute, et l'augmentation de la part des ELRi.

La figure 10 montre l'exceptionnelle importance des exportations et des importations d'électricité en % de la production brute d'électricité. Le Danemark électrique ne peut survivre tel qu'il est que grâce à ses voisins qui d'une part absorbent ses surplus et d'autre part l'alimentent quand l'éolien s'effondre. Depuis 2003 les exportations sont assez régulièrement d'environ 30 % de la production, tandis que les importations, très fluctuantes et tout d'abord en moyenne inférieures aux exportations jusqu'en 2008, sont devenues ensuite supérieures. En 2014, la solde des imports-exports a représenté 9,3% de la consommation finale. En 2012, il a même atteint 16,7 % ! Corrélativement, on observe la baisse importante des émissions de CO₂ de la production déjà discutée. Mais on observe aussi que les pics d'émissions de CO₂ correspondent à des baisses des importations. Plus le pays s'appuie sur ses propres ressources, plus il produit de CO₂ ! Ce sont là les effets de la véritable symbiose qui existe entre ce pays et ses voisins scandinaves, Norvège et Suède. C'est cette symbiose, et

surtout la disponibilité chez ceux-ci de considérables ressources hydrauliques, qui permet donc au Danemark d'afficher à la fois un taux record d'ELRi dans son mix électrique et des émissions de CO₂ sensiblement plus faibles que celles des autres pays ayant eux aussi fortement développé les ELRi.

La puissance installée des interconnexions du Danemark avec ses voisins est passée en 2015 de 5 GW à 6 GW, et les exportations ont encore augmenté. Une liaison de 1 GW est en préparation avec les Pays-Bas. Par comparaison la France, avec une production brute d'électricité d'environ 17,5 fois plus importante, n'a guère plus que le double d'interconnexions avec ses voisins. Un système de production électrique à la Danoise serait non seulement impensable à créer pour la France mais aussi impossible à gérer, car il faudrait pour cela 17 Scandinavie pour lui permettre d'accepter une proportion similaire d'ELRi dans son mix de production électrique.

Le Danemark utilise aussi beaucoup la biomasse comme ajout au charbon dans ses centrales à charbon.

Grâce aux importations il a été possible au Danemark de faire baisser très sensiblement les proportions de charbon et de gaz dans son mix de **production** électrique. On observe ainsi un parallélisme entre l'évolution des émissions de CO₂ et celle de la fraction charbon (**figure 11**).

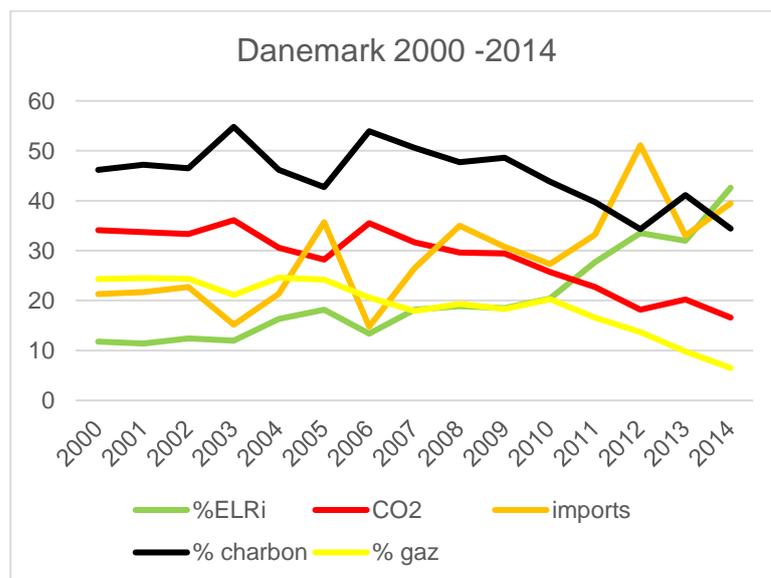


Figure 11 : Danemark: évolutions de 2000 à 2014 des proportions de charbon (courbe noire en % du mix) et de gaz (courbe jaune en % du mix) dans la production brute d'électricité, en % du mix, des importations en % de la production brute d'électricité, et des émissions de CO₂ (courbe rouge, unité **dizaines de grammes par kWh**), et comparaison avec celle de la proportion d'ELRi (courbe verte en % du mix).

L'Irlande

La production brute d'électricité de l'Irlande est voisine de celle du Danemark (tableau1). Il en est de même de sa population (tableau 2).

Comme le Danemark, l'Irlande n'a ni nucléaire, ni ressources hydrauliques notables. Elle a encore moins de ressources en combustibles fossiles.

On observe (**figure 12**) que l'Irlande est importatrice nette d'électricité mais que ses échanges avec l'extérieur sont bien plus faibles que ceux du Danemark. De 2000 à 2014 la part d'ELRi dans son mix électrique est passée de pratiquement 0 à 19,5 %. Simultanément, le prix de l'électricité a plus que doublé (**figure 8**).

C'est une île qui, sans être totalement isolée électriquement, n'est reliée à l'Angleterre que par deux interconnexions de 500 MW chacune : L'une, Moyle, a été créée en 2001 avec l'Ecosse via l'Irlande du Nord, et l'autre, East-West, a été créée en 2012 entre l'Irlande et le Pays de Galles. A noter que cette dernière vient de connaître le 8 Septembre une avarie durable, qui a conduit à limiter la production des éoliennes à certains moments. Cela montre que cette production est déjà devenue partiellement dépendante des capacités d'imports-exports d'électricité avec les pays voisins. <http://www.independent.ie/irish-news/broken-power-line-between-ireland-and-britain-to-spark-electricity-bills-rise-35094500.html> .

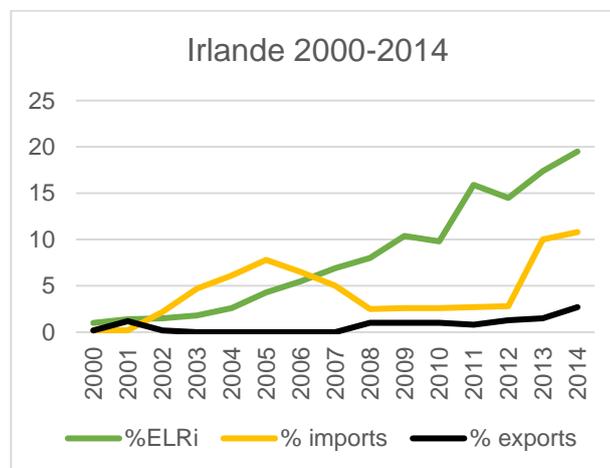


Figure 12 : Irlande : Evolution de 2000 à 2014 des proportions d'ELRi (courbe verte, axe vertical en %) et des importations (courbe orange, axe vertical en % de la production brute) et d'exportations d'électricité (courbe noire, axe vertical en % de la production brute). On observe l'augmentation brutale des importations après la mise en service en 2012 de l'interconnexion East-West avec l'Angleterre.

La proportion de combustibles fossiles dans le mix électrique est encore d'environ 75 %, mais la part du gaz est devenue progressivement bien plus importante que celle du charbon (**figure 13**).

Les émissions de CO₂ restent très importantes. Elles ont toutefois diminué sensiblement, mais beaucoup plus à cause du remplacement du charbon par le gaz, moins émetteur, qu'à cause du déploiement massif des ELRi. On observe clairement sur la figure 13 une corrélation entre la diminution des émissions et la diminution de la part du charbon dans le mix électrique.

Notons à ce propos qu'une étude récente montre que le bénéfice du développement de l'éolien pour réduire les émissions de CO₂ de la production électrique pâtit de la baisse de rendement des centrales à gaz, qui résulte des incessantes variations de régime qui leur sont imposées pour gérer l'intermittence éolienne. (<http://euanmearns.com/co2-emissions-variations-in-ccgts-used-to-balance-wind-in-ireland/>)

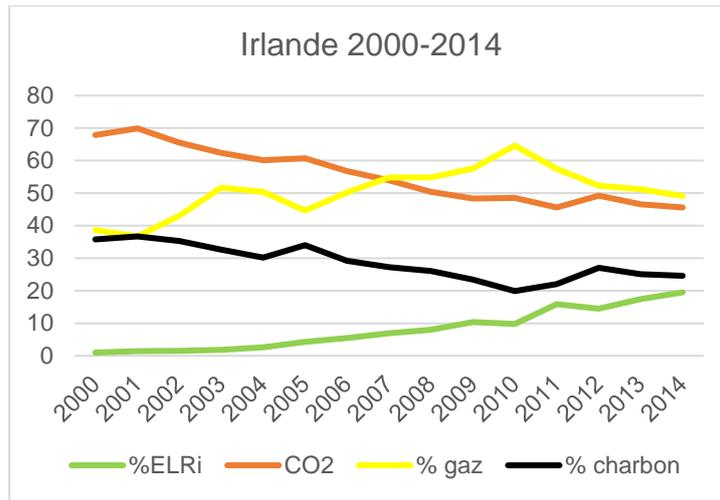


Figure 13 : Irlande : Evolution de 2000 à 2014 des proportions d'ELRi (courbe verte en % du mix), de charbon (courbe noire en % du mix) et de gaz (courbe jaune en % du mix), et des émissions de CO₂ (courbe rouge en dizaines de grammes par kWh). On observe la croissance des ELRi, la diminution de la part du charbon et l'augmentation de celle du gaz. La décroissance des émissions de CO₂, qui restent toutefois très importantes, est pratiquement parallèle à la diminution de la part du charbon.

Du fait de son relatif isolement électrique, il paraît difficile que l'Irlande puisse accroître encore de façon importante la part des ELRi dans son mix de **production** électrique, du moins tant qu'à l'instar du Danemark elle n'aura pas pu développer plus ses interconnexions avec le reste de l'Europe. Mais si cela lui sera sûrement très coûteux en investissements il ne semble pas qu'elle pourra en tirer un grand bénéfice, le Danemark occupant déjà la seule véritable niche hydraulique européenne: celle de la Scandinavie. Par exemple, une liaison est actuellement à l'étude avec la Bretagne. On en comprend mal la finalité pour l'Irlande et la Bretagne puisque celle-ci ne produit que peu d'électricité, environ 15 % de sa consommation, le reste dépendant d'importations électriques du reste de la France. L'Irlande peut par contre totalement remplacer le charbon par le gaz pour diminuer ses émissions de CO₂. Ce faisant, elle deviendra bien sûr totalement dépendante des fournisseurs étrangers de gaz (Russie ?) puisqu'elle n'a pas de gisement sur son territoire, et que ses ELRi seraient largement inutilisables sans centrales de back up à gaz.

La France

La France a du nucléaire, qui assure environ les trois quarts de sa production brute d'électricité, et de l'hydraulique, qui assure entre 10 et 15 % environ de cette production selon les années, en fait selon la pluviométrie. La **figure 14** montre l'évolution des proportions dues aux ELRi, au charbon et au gaz dans le mix de production électrique, ainsi que celle des émissions de CO₂ de ce mix.

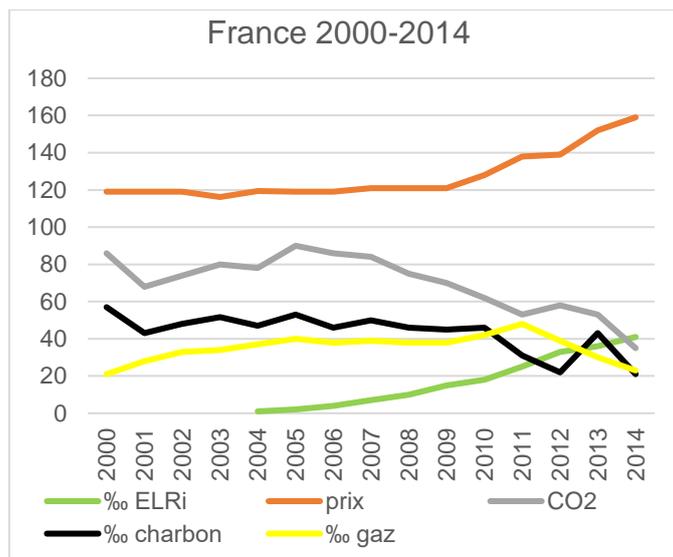


Figure 14 : France : Evolution de 2000 à 2014 des proportions d'ELRi (courbe verte en ‰ du mix), de charbon (courbe noire en ‰ du mix) et de gaz (courbe jaune en ‰ du mix) dans le mix de production électrique. Evolution des émissions de CO₂ de ce mix (courbe grise en grammes par kWh) et des prix de l'électricité pour les ménages, (courbe rouge en euros par MWh). On remarque le parallélisme entre l'évolution des prix et celle de la proportion d'ELRi.

On notera que sur cette figure les fractions des diverses productions sont cette fois données en ‰ et non en % (dix fois plus petit). On observe que l'augmentation de la fraction d'ELRi dans le mix de production est, comme déjà signalé, en bonne concordance avec celle des prix de l'électricité pour les ménages. L'explication pourrait être double : d'une part l'augmentation de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE), taxe sur la consommation d'électricité qui dépasse maintenant avec sa TVA 6 milliards d'euros par an, et dont près des trois-quarts servent à couvrir les surcoûts des tarifs d'achat des ELRi, et d'autre part l'augmentation régulière des frais dits d'«acheminement» de l'électricité (dont le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)). Ceux-ci représentent maintenant environ 40 % de la facture d'électricité des ménages, dont une partie est due au déploiement des ELRi.

Observons que cela ne va pas s'arranger, car face à la perte de rentabilité des centrales conventionnelles qui met en péril leur existence, est mis sur pied à l'heure actuelle un mécanisme dit «de capacité» qui consiste en fait à les subventionner, et qu'il faudra bien financer par une augmentation du coût de l'électricité. Une partie de cette augmentation va aussi être financée par des taxes sur la consommation de combustibles fossiles, ce qui permettra de faire moins augmenter la CSPE, mais aussi masquera le coût global du développement des ELRi pour le consommateur.

La contribution des combustibles fossiles est très faible et a diminué de 2012 à 2014. Elle a été particulièrement faible en 2014. Les émissions de CO₂ du mix électrique (ici en g/kWh) sont très faibles. Elles diminuent de façon assez régulière depuis 2005 (figure 14). **La cause en est d'ailleurs la fermeture ou la mise sous cocon de centrales à charbon et leur remplacement progressif par des centrales à cycle combiné gaz (CCG), bien plus que l'augmentation de la proportion d'ELRi : la figure 15 montre en effet qu'en 2000, la capacité des centrales à**

charbon en fonctionnement était d'environ 8 GW. Elle n'était que la moitié en 2015. Il n'y avait pas de CCG en 2000 ; il y en avait environ 5 GW en 2015. Il se peut bien sûr qu'on puisse assigner aux ELRi une petite contribution à cette baisse, car la météo permet parfois, mais aléatoirement, une forte production éolienne lors des pointes de consommation du soir (19h-21h). Dans ce cas favorable, l'éolien peut en effet se substituer aux combustibles fossiles qui sont utilisés pour gérer ces pointes. Par contre pendant cette tranche horaire critique, le solaire n'est d'aucune utilité.

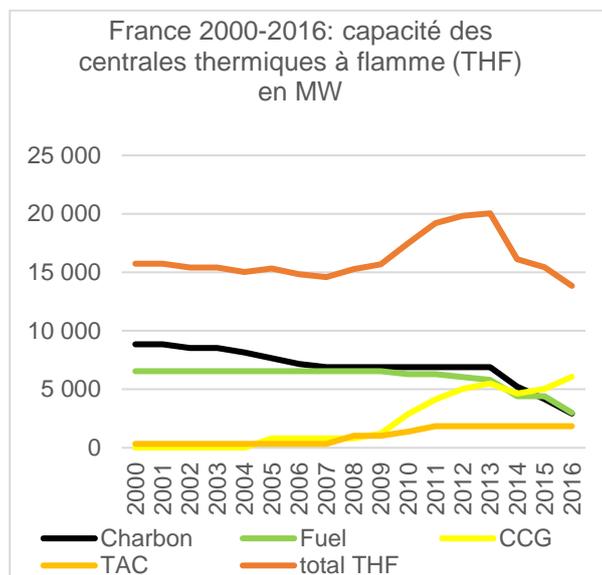


Figure 15 : France : évolutions des capacités de centrales thermiques à flamme (THF) de 2000 à 2016, en MW. On observe la diminution importante des capacités totales et celle des capacités des centrales à charbon et à fuel à partir de 2013, et l'augmentation rapide des capacités en centrales à gaz à cycles combinés (CCG) à partir de 2009. Il y a aussi augmentation des capacités en turbines à combustion à fuel et gaz (TAC). *Courtoisie F. Poizat et J.Patel.*

La **figure 16** montre les variations de la production d'hydroélectricité, ainsi que des exportations et d'importations d'électricité. On constate que la production hydroélectrique varie d'une année sur l'autre, en fonction de la pluviométrie (entre 8 et 14 % du mix). Les exportations se situent dans la même gamme. Elles sont largement supérieures aux importations. Grâce à son parc nucléaire la France est le premier exportateur européen d'électricité avec une contribution positive sur sa balance commerciale.

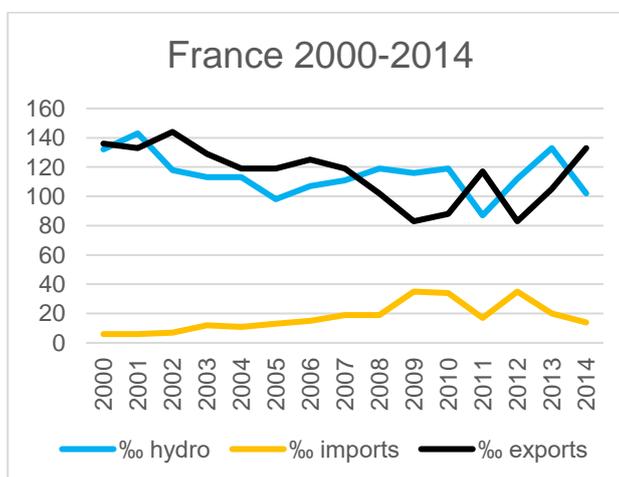


Figure 16 : France : Evolution de 2000 à 2014 de la contribution de l'hydroélectricité (courbe bleue en % du mix), des importations (courbe orange en % du mix) et des exportations (courbe noire en % du mix).

Conclusion

ELRi et émissions de CO₂

C'est bien évidemment l'importance des combustibles fossiles dans le mix de **production** électrique d'un pays qui détermine pour l'essentiel l'importance des émissions de CO₂ de son secteur électrique. La nature des combustibles fossiles utilisés a aussi son importance : le gaz émet environ deux fois moins de CO₂ que le charbon par kWh d'électricité produite (figure1). Quant au pétrole, il n'est plus guère utilisé.

Des quinze pays examinés, il n'y en a que cinq dont le mix électrique émet très peu de CO₂ : ce sont en effet tous des pays qui ont réussi à se passer à peu près complètement des combustibles fossiles pour produire leur électricité : l'Autriche, la France, la Norvège, la Suède et la Suisse. Ils le doivent à des ressources hydrauliques par habitant exceptionnelles comme c'est le cas de la Norvège et dans une moindre mesure de l'Autriche, ou à un mix de production électrique associant pour l'essentiel hydraulique et nucléaire, en proportions variables selon les possibilités offertes par l'hydraulique, pour les trois autres. Pour ces cinq pays, si le but est vraiment de diminuer leurs émissions de CO₂, on ne voit pas quel peut être l'intérêt de développer fortement les ELRi. On peut même avancer que si on les développait en baissant la contribution nucléaire dans les pays qui l'utilisent, la performance en termes d'émission CO₂ ne pourrait que se dégrader puisqu'il faudrait mettre en place des moyens de compensation de l'intermittence à base de combustibles fossiles.

Les dix autres pays, faute d'avoir pu ou voulu développer des ressources suffisamment importantes en hydraulique et/ou en nucléaire ont des contributions variables mais importantes des combustibles fossiles à leur mix de production électrique. Cinq d'entre eux ont développé plus que les autres les ELRi dans le but (médiatiquement affiché au moins) de diminuer leurs émissions de CO₂. Ce sont l'Allemagne, le Danemark, L'Espagne, l'Irlande et le Portugal. Toutefois ils n'ont pas réussi pour autant à abaisser leurs émissions au niveau des cinq meilleurs et cela de très loin. Cela s'explique aisément : l'intermittence des ELRi impose qu'on leur associe des centrales de back-up, qui doivent produire bien plus d'électricité qu'elles dans l'année. Dans des pays insuffisamment pourvus en ressources hydraulique et/ou nucléaires, ce sont bien sûr surtout des centrales à combustibles fossiles qui joueront ce rôle. Parmi ces cinq, le Danemark, champion mondial de l'éolien, est celui de ces pays qui a réussi à baisser le plus substantiellement ses émissions. Cependant, à l'analyse, on s'aperçoit que c'est un pays qui utilise en back-up de son éolien les centrales hydroélectriques de ses voisins scandinaves, la Norvège et la Suède. Ce qui est possible à l'échelle d'un petit pays ne le serait plus à l'échelle de l'Europe, qui n'aurait pas pour cela suffisamment de ressources hydrauliques, et de très loin. Par contre les performances médiocres de l'Allemagne en dépit d'un imposant déploiement d'ELRi ne plaident vraiment pas en faveur d'une utilisation des ELRi pour faire baisser les émissions de CO₂.

ELRi et prix de l'électricité pour les ménages

Bien que la formation des prix de l'électricité dans un pays soit largement le résultat des politiques publiques, ainsi que des prix des matières premières, combustibles fossiles et

uranium, la corrélation observée entre le prix de l'électricité pour les ménages et les capacités installées d'ELRi est ici évidente (figure 6). Elle est d'ailleurs logique : Sauf capacités impressionnantes de stockage de l'électricité dont on sait qu'elles sont irréalisables actuellement et sans doute jamais (annexe 1) les ELRi ne peuvent se passer, pour être utilisables, de centrales «conventionnelles» de backup. Les capacités d'ELRi s'ajoutent donc aux capacités conventionnelles existantes sans permettre de supprimer ces capacités conventionnelles de façon très significative. Ainsi en Allemagne, le développement d'ELRi a conduit à pratiquement doubler les capacités électriques de ce pays en 15 ans pour une production d'électricité qui n'a guère varié. Les dépenses en capital ont donc augmenté et doivent, d'une façon ou d'une autre se répercuter sur le prix payé par le consommateur. En outre, en diminuant la production des centrales conventionnelles, on a augmenté le prix du kWh qu'elles produisaient, puisque leurs charges fixes restaient les mêmes pour une production plus faible. Enfin, les adaptations des réseaux qui sont nécessaires à l'insertion des ELRi dans ceux-ci augmentent encore ce coût.

Notons que si les capacités de stockage nécessaires étaient réalisables, leur coût serait sans aucun doute beaucoup plus élevé que celui des centrales de back-up (annexe 1).

ELRi et indépendance énergétique de l'Europe.

L'un des objectifs assignés officiellement au développement des ELRi est de diminuer la dépendance énergétique de l'Europe.

Le développement des ELRi en Europe y a sans doute fait baisser un peu la consommation de combustibles fossiles, mais il s'agit là d'un phénomène marginal. Par contre, ce développement est indissociable, dans les pays où il est le plus important, de la disponibilité de centrales de back-up à combustibles fossiles. Or on constate l'épuisement des réserves européennes, qui entraînent une diminution maintenant très rapide des productions. On trouvera dans l'**annexe 2** des graphiques montrant l'importance de ce phénomène.

Les ELRi, loin de faire décroître la dépendance énergétique de l'Europe, ont donc bien au contraire créé dans les pays qui les ont fortement développées une dépendance durable de leur production d'électricité aux combustibles fossiles, alors que leurs productions de ceux-ci sont déjà inexistantes pour beaucoup de pays européens ou en voie de disparition rapide dans les principaux pays encore producteurs, à l'exception notable de l'Allemagne pour le lignite. Les ELRi ne pourront donc bientôt se maintenir dans ces pays que grâce à des combustibles fossiles importés de pays non européens.

Et la France ?

Etant donné les émissions de CO₂ déjà très faibles du mix électrique français, et la relation entre proportions d'ELRi et coût de l'électricité, observée dans tous les pays européens, il n'y a aucune raison d'ordre climatique ou économique, d'augmenter encore en France la part des ELRi dans le mix électrique.

D'autre part, du fait de la faiblesse en relatif de sa production hydroélectrique et de l'absence de possibilités suffisantes, contrairement au cas du Danemark, d'utiliser l'hydroélectricité d'autres pays européens comme « batterie de stockage », l'élimination du nucléaire accompagnée d'un fort développement des ELRi, ne pourrait conduire la France qu'à une situation à l'allemande ou à l'irlandaise, où malgré un fort développement des ELRi, l'essentiel

de la production électrique reste assuré par des combustibles fossiles. Les conséquences d'une telle politique serait donc pour la France un accroissement considérable de ses émissions de CO₂ et de sa pollution atmosphérique, une dépendance durable aux combustibles fossiles importés et donc une dégradation de sa balance commerciale.

On a d'ailleurs pu récemment (Automne 2016) vérifier en pratique qu'une indisponibilité de la puissance nucléaire (18 GW de nucléaire arrêtés par l'ASN à fins de contrôles métallurgiques) ne pouvait absolument pas être compensée par les 18 GW de puissance ELRi (éolien plus solaire) déployés en France depuis le début de ce siècle. En l'absence de nucléaire ce sont bien les centrales à combustibles fossiles étrangères qui par des importations ont permis d'assurer la stabilité du réseau électrique français.

La voie des ELRi est donc une impasse pour notre pays.

Une autre conséquence serait la perte d'un avantage considérable que possède la France sur tous les autres grands pays industrialisés, du fait des très faibles émissions de sa production électrique : la possibilité de réduire considérablement les émissions de CO₂ de ses transports routiers, grâce au développement de la mobilité électrique (**figure 17**). En effet, si les véhicules électriques n'émettent pas directement de CO₂, la production de l'électricité qu'ils consomment en émet beaucoup si elle est faite dans une très forte proportion avec des combustibles fossiles, comme c'est le cas dans tous les grands pays industrialisés, à l'exception de la France !

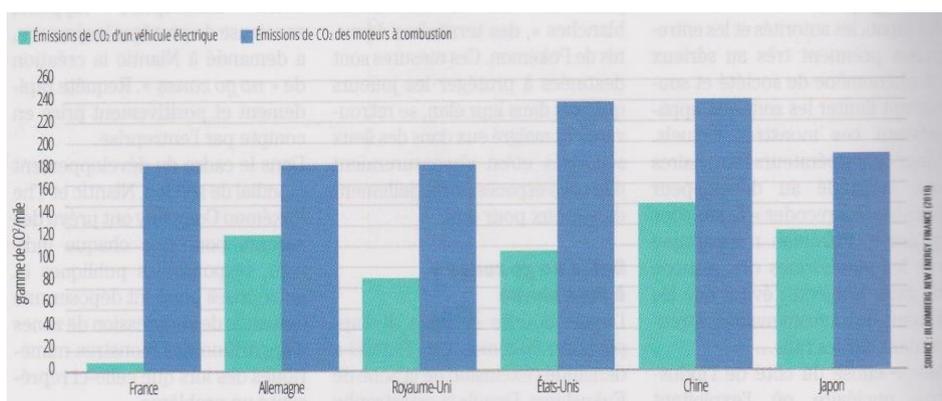


Figure 17 : Emissions de CO₂, pour une même distance parcourue, d'un véhicule à moteur électrique comparées à celles d'un véhicule à moteur diesel pour quelques grands pays industriels. Les véhicules électriques n'émettent pas par eux-mêmes, mais la production de l'électricité qu'ils consomment oui. Source : Bloomberg

Cet avantage est d'autant plus précieux que la production de pétrole de l'Europe a décliné très rapidement depuis 2000 (voir annexe 2), et que ce déclin va se poursuivre, malgré un petit sursaut temporaire dû aux cours très élevés du pétrole entre 2003 et 2014, qui a permis des investissements très importants portant leurs fruits actuellement. Et comme les quantités de pétrole qui sont mises sur le marché international, et donc les possibilités d'importation par l'Europe, ont commencé à décliner depuis 2008, sous le double effet d'une stagnation de la production mondiale et d'une consommation intérieure croissante des grands pays exportateurs, les pays européens vont pâtir de difficultés croissantes à se fournir sur le marché mondial. Or les transports dépendent actuellement à 98 % du pétrole.

Si la politique actuelle de développement à marche forcée des ELRi et de diminution de la part du nucléaire en France est vraiment guidée comme le prétendent les milieux politiques et les médias par des motivations climatiques et économiques, elle paraît donc de ces points de vue , disons ...bien peu pertinente, pour éviter de risquer ... l'impertinence.

Annexe 1 - Le stockage, talon d'Achille des ELRi

L'intermittence des ELRi, par les variations incessantes et rapides de la puissance électrique qu'elles délivrent, rend difficile sans l'aide d'une simulation mathématique complexe un calcul précis des puissances et volumes de stockage nécessaires à chaque instant pour rendre la production des ELRi compatible avec la puissance électrique consommée. Cependant des ordres de grandeurs de l'importance des stockages nécessaires pour garantir la consommation d'électricité en toutes circonstances, de leurs coûts associés et de leur impact global sur l'environnement peuvent être estimés assez simplement, comme nous le faisons ici.

Dans ce qui suit, nous considérerons que l'hydroélectricité fait partie du mix électrique en complément des ELRi.

En préambule, rappelons que la production électrique **brute** permettant d'assurer la **consommation** française, c'est-à-dire hors autoconsommation, pertes sur le réseau et solde des imports exports, est actuellement de l'ordre de 520 TWh par an, soit 10 TWh en moyenne par semaine, et que la puissance électrique moyenne nécessaire à cette production est d'environ 60 GW. Mais en hiver, la consommation est bien plus importante qu'en été.

Nous allons concentrer notre attention sur les mois de Décembre et Janvier qui encadrent le solstice d'hiver. Pendant certaines semaines très froides de cette période la puissance nécessaire peut atteindre 90 et même 100 GW. C'est la dernière valeur qu'il faut prendre en considération, si l'on veut en hiver toujours pouvoir garantir la consommation. La puissance installée en hydroélectricité est en France de **25 GW**. Mais seuls **15 GW** peuvent être actuellement régulièrement disponibles pendant ces semaines froides, ce qui ramène la demande devant être garantie par les ELRi à **85 GW**, et donc environ **14 TWh** de consommation par semaine.

Rappelons qu'il n'existe que trois méthodes à l'heure actuelle permettant de stocker de l'électricité en quantités significatives :

- 1 - la consommation pour cet usage des réserves nivales stockées dans nos barrages d'altitude durant le printemps de l'année précédente
- 2 - la remontée d'eau dans un **réservoir supérieur** situé derrière un barrage hydroélectrique, par pompage depuis un **réservoir inférieur**, c'est ce qu'on appelle une **station de transfert d'énergie par pompage (STEP)**. Celles existant actuellement en France sont capables de restituer par turbinage sur quelques heures l'équivalent d'un maximum de 100 GWh d'électricité sur les 1 500 GWh qui sont stockés sur l'année dans la totalité des barrages hydroélectriques, pour une puissance totale d'équipement en turbinage de 5 GW (Ursat et al, 2011, Castaing 2015).

Il existe en France 6 STEP de puissance importante :- deux STEP dites « pures », parce qu'elles fonctionnent en circuit fermé entre le réservoir supérieur et le réservoir inférieur sans apport d'eau en amont, Revin et Montézic, capables de pomper environ 25 GWh de réserves, et 4 STEP dites « mixtes », qui sont alimentées en amont par des ressources nivales,

Grand'Maison, Super-Bissorte, Cheyla et La Coche, capables de pomper environ 75 GWh depuis un réservoir inférieur de taille réduite raccordé à des cours d'eau.

3- les batteries électrochimiques, dont les capacités sont actuellement de l'ordre de 100 kWh par tonne pour des batteries au lithium industrielles.

Pour l'instant les STEP représentent dans le monde plus de 95 % des quantités d'électricité pouvant être stockées.

1-éolien

Nous allons donc supposer ici que la puissance électrique moyenne nécessaire à la consommation d'hiver en période froide est assurée pour **85 GW** par des éoliennes. La puissance délivrée par les éoliennes fluctue constamment, à toutes échelles de temps et un dispositif de stockage associé est donc nécessaire pour assurer l'adéquation entre la production et la consommation d'électricité. Nous allons essayer de définir les caractéristiques et l'importance de ce stockage, pour qu'il puisse garantir l'adéquation entre la production et la consommation même dans le cas d'une production éolienne très faible sur une longue durée. Ce n'est pas fréquent, mais ce n'est pas exceptionnel à l'échelle française et même européenne, pour des durées d'une semaine, sinon deux. Les paramètres de dimensionnement d'un tel stockage sont la puissance qu'il peut délivrer et sa capacité de stockage.

Compte-tenu d'un facteur de charge moyen observé des éoliennes en Décembre et Janvier qui est en France de l'ordre de 25 %, la puissance qui devrait être installée en éoliennes pour fournir en moyenne 85 GW serait donc d'environ 340 GW, ce qui correspond à environ 110 000 éoliennes de 3 MW et de 180 mètres de haut, pales comprises. Les surfaces nécessaires, à raison d'environ 10 MW installés par km², seraient d'environ 35 000 km², sans compter les zones également rendues impropres à l'habitat autour des parcs, les installations annexes et les surfaces des dessertes nécessaires. Le coût de leur implantation, environ à l'heure actuelle 1 500 euros par kW installé d'éolien terrestre et 2 500 euros par kW pour l'éolien en mer, serait d'environ 450 milliards d'euros, qu'il conviendrait de multiplier par environ 2 pour assurer l'extension et les modifications du réseau électrique qui seraient rendues nécessaires par leur implantation.

Mais il peut arriver que faute de vent, ces éoliennes soient incapables de produire mieux que 5 à 10 % de leur production moyenne pendant une semaine très froide d'hiver. Les causes de ce phénomène sont l'installation d'anticyclones très stables sur la France, comme observé par exemple à la fin de l'Automne 2016. Observons que pendant ces périodes, l'absence de vent est souvent générale dans toute l'Europe (Flocard et Pervès 2012), et qu'il n'y aurait pas grand secours à attendre de nos voisins, s'ils étaient aussi équipés uniquement d'éolien et d'hydroélectricité. Pour faire face à un tel aléa de production, qui serait fatal à l'économie française, il faudrait donc garder **en permanence** en réserve une puissance de **80 GW** permettant de produire un peu plus de **13 TWh**.

Stockage d'eau en barrage

Trouver 80 GW et 13 TWh supplémentaires d'hydroélectricité pour faire face à une panne quasi-totale de vent d'une semaine avec ce système, est-ce possible ?

La puissance totale des centrales hydroélectriques française est de 25 GW, dont 13 GW de centrales au fil de l'eau qui n'ont pratiquement pas de réserves d'eau. Leur puissance est liée au débit des cours d'eau qu'elles exploitent et ne peut donc varier à la demande. 12 GW correspondent à des centrales d'écluse ou de lacs dont la totalité des réserves d'eau permettrait de produire 1,5 TWh. Ces 12 GW comprennent les 5 GW de STEP, qui sont capables de fournir et de renouveler rapidement 100 GWh.

De ces 25 GW, on utilise 15 GW couramment en hiver. Reste donc 10 GW au maximum qui peuvent être théoriquement mobilisés alors qu'il en faudrait 8 fois plus. Mais aussi, la totalité des réserves d'eau représente 9 fois moins que ce qui serait nécessaire. Et il s'agit là d'un fusil à un coup, car il faudrait plusieurs années de neige pour les reconstituer dans leur totalité.

Les électriciens considèrent que 70 % des capacités ultimes économiquement rentables de l'hydroélectricité sont déjà utilisées en France. On voit donc que même en allant au bout de ces capacités ultimes dans de nouvelles centrales, on ne pourrait augmenter au mieux que de 40 % la puissance totale d'hydroélectricité en France pour résoudre le problème posé. Il en est de même à l'échelle européenne.

Observons d'ailleurs que si c'était possible, porter la puissance électrique toujours disponible en hydroélectricité à 100 GW suffirait à assurer l'essentiel de la consommation électrique française en toutes circonstances. Pourquoi alors s'embarasser d'ELRI.

Restent les STEP pures, qui parce qu'elles fonctionnent en circuit fermé, n'ont besoin que d'un apport d'eau très minime (pour compenser l'évaporation et les fuites) une fois l'un des deux réservoirs remplis. Les STEP pures françaises ont une puissance totale de l'ordre de 2 GW pour un stockage d'environ 25 GWh. Mais il faut bien comprendre qu'en l'absence de production éolienne sur une semaine, ce qui est le problème à résoudre, il leur serait impossible de reconstituer la réserve d'eau de leur réservoir supérieur une fois celui-ci vidé, ce qui a lieu en quelques heures.

Pour résoudre le problème posé, il faudrait donc construire de très nombreuses STEP, pour 40 fois plus de puissance et surtout 500 fois plus de capacités de stockage ! Le paramètre critique est la capacité de stockage du plus petit des deux réservoirs.

Les surfaces à occuper dépendraient de la hauteur de chute possible entre les deux réservoirs, donc du relief local. Or les possibilités d'avoir des hauteurs de chute importantes sont restreintes (l'altitude moyenne de la France n'est que de 342 mètres). Il faut donc penser plutôt en moyenne à des centrales de type Revin, dont les installations totales couvrent à peu près 5 km², mais qui n'auraient besoin que de puissances plus faibles, de l'ordre de 100 MW. Il faudrait donc trouver environ 20 000 km², dont environ la moitié à inonder, pour en construire 4 000. On ne pourra pas trouver de telles surfaces en France, d'autant plus, et l'affaire du barrage de Sievens vient de le démontrer, qu'il y aurait une forte opposition des mouvements écologistes, bien qu'ils soient très favorables aux éoliennes.

Quant au coût de telles installations, on peut l'estimer à partir des réalisations existantes. Construire une STEP pure de taille moyenne avec ses deux réservoirs derrière barrage comme celle de Revin coûterait à l'heure actuelle environ 5 000 euros/kW, soit 3,6 milliards d'euros ! Sans doute peut-on mieux faire, surtout s'il s'agit d'engager un programme de 4 000 STEP de dimensions moyennes, mais 5 000 milliards d'euros au total semble être un minimum.

Certains ont proposé de construire des STEP en bord de mer, de manière à utiliser l'océan comme réservoir inférieur, et il existe même des installations pilotes, comme à Okinawa. La surface à trouver en bord de mer resterait toutefois considérable, et les dégâts environnementaux en résultant très importants (Nifenecker 2013). Notons que l'étude de Nifenecker est très minimaliste par rapport à la nôtre, parce qu'elle ne considère pas comme ici la situation créée par un système fondé uniquement sur des ELRi et de l'hydraulique pendant une semaine sans vent, mais une situation où 20 GW de puissance nucléaire seraient en France remplacés par 20 GW d'éolien.

Notons pour finir que le stockage - déstockage en STEP consomme environ 30 % de l'énergie à stocker. Ce qui veut dire qu'il faudrait aussi augmenter de 40 % le nombre d'éoliennes nécessaires, qui deviendrait 150 000, et donc leur coût, qui deviendrait d'environ 600 milliards d'euros et autant en refonte du réseau électrique, et les surfaces qu'elles occuperaient, environ 50 000 km².

Nous avons donc là une «solution» éoliennes + stockages + hydroélectricité dont le coût total serait de l'ordre de 6 000 milliards, fait de 150 000 éoliennes de 3 MW et 180 mètres de haut et de milliers de STEP occupant au total environ 70 000 km² du territoire français, dont 10 000 km² d'inondés. L'absurdité de cette «solution» saute aux yeux.

Ajoutons que deux semaines sans vent significatif en hiver est certes peu probable, mais que cela a déjà été observé. Il serait alors prudent de pouvoir compter sur un dispositif de stockage d'une taille double de celui décrit ici, de manière à ne pas être pris de court en pareil cas.

Stockage en batterie

Les capacités de stockage en batterie étant de l'ordre de 100 kWh par tonne, il en faudrait 130 millions de tonnes pour restituer ces 13 TWh. Le coût correspondant serait, au tarif actuel de l'ordre de 50 000 euros par tonne, de 6 000 milliards, peut-être seulement la moitié dans 10 ans, mais à renouveler tous les dix ans, contrairement au cas des stockages hydrauliques ! A tous ces milliards il faudrait encore ajouter le coût des éoliennes. Les pertes d'énergie lors du stockage - déstockage étant là aussi de l'ordre de 30 %, il faudrait comme avec le stockage hydraulique 150 000 éoliennes pour un coût d'environ 600 milliards d'euros sans compter la refonte du réseau.

Il s'agit donc d'une «solution» peut-être physiquement possible si les matériaux pour produire toutes ces batteries étaient disponibles, ce qui est très douteux, mais encore plus chère que l'apparence de solution précédente.

2- Solaire PV

Le problème se pose ici différemment car l'intermittence du solaire correspond à l'alternance des jours et des nuits, avec cependant la complication que représente l'évolution de la couverture nuageuse pendant le jour.

Il faut donc raisonner ici à l'échelle journalière, mais cependant aussi à l'échelle saisonnière, car le facteur de charge du PV est en France beaucoup plus faible en hiver qu'en été : Pendant les mois de Décembre et Janvier, le facteur de charge moyen du solaire PV pour l'ensemble de la France est de l'ordre de 5 %. Pour assurer 85 GW de consommation moyenne dans cette

période, il faut donc 20 fois plus de capacité en PV, soit 1 700 gigawatts-crête (GWc), 5 fois plus qu'avec l'éolien.

Faisons maintenant l'approximation que l'essentiel de l'électricité produite est fourni pendant les deux heures par jour du maximum de l'ensoleillement, ce qui correspond à une quantité fournie de 3 400 GWh par jour alors que l'on en consomme sur ces 2 heures que le 12^{ème} (en supposant une consommation uniforme toute la journée), il faut donc être capable de stocker sur ces deux heures environ 3 100 GWh pour les restituer sur le reste de la journée.

Cela représente cette fois «seulement» 120 fois la quantité pouvant être accumulée dans nos STEP pures actuelles. Et il faudrait «seulement» de l'ordre de 34 millions de tonnes de batteries pour stocker cette quantité, pour un coût de «seulement» 1 500 milliards. Mais aussi, comme les cycles de stockage-déstockage en batterie font perdre environ 30 % de l'énergie produite, il faudrait disposer de 40 % de plus de puissance de panneaux solaires, soit environ 2 400 GWc.

Le coût du kilowatt crête (KWc) de panneaux solaires étant actuellement d'environ 1000 euros pour des fermes solaires de grandes dimensions, 2 400 GWc coûteraient donc de l'ordre de 2 400 milliards d'euros. On est capable actuellement d'installer environ 100 MWc de panneaux par km² de surface, comme c'est le cas par exemple pour la centrale de Cestas près de Bordeaux. La surface nécessaire serait donc «seulement» de l'ordre de 2400 km².

Mais une semaine sans pratiquement de soleil en hiver pour cause de couverture nuageuse généralisée sur toute la France cela arrive fréquemment. Si le facteur de charge moyen est alors divisé par 2, il faut multiplier par 2 les besoins en panneaux, surfaces et stockages.

Cette « solution » ne semble elle aussi guère réaliste, mais elle est toutefois moins coûteuse, aussi bien en prix qu'en destructions de l'environnement, que les précédentes.

Conclusion

La «solution» éolien + stockage + hydroélectricité est en fait physiquement hors de portée si le stockage est un stockage hydraulique par STEP, parce que les capacités de STEP existantes sont très insuffisantes et que l'on ne voit pas comment les augmenter au niveau nécessaire. Elle serait ruineuse si ce stockage était assuré par des batteries électrochimiques, et il est loin d'être assuré qu'un tel stockage soit physiquement possible.

La « solution » solaire PV + stockage + hydroélectricité paraît moins délirante, mais reste quand même très coûteuse et gourmande en espace.

L'utilisation conjointe d'éolien et de solaire ne changerait guère les ordres de grandeurs.

D'autres solutions envisagées, comme le stockage à l'aide d'hydrogène ou de méthane produit à l'aide des ELRi sont encore plus délirantes, entre autres parce que les pertes énergétiques qui en résultent, de l'ordre de 80 % de l'électricité initialement produite (Sapy 2016), conduiraient à multiplier par 5 les capacités de production éolienne ou solaire, et donc les surfaces occupées et les coûts correspondants, au lieu de seulement 40 % dans le cas d'un stockage en batteries électrochimiques !

Bien entendu dans tous les cas la réalisation du couplage de l'éolien ou du solaire avec n'importe lequel de ces types de stockage serait une catastrophe écologique, ce que ne semblent pas du tout percevoir les «défenseurs» de l'environnement.

Observons pour finir qu'en l'état actuel des stockages en France, si pendant la période critique d'hiver il y a une seule journée de vent presque nul sur tout le pays, ce qui arrive souvent, et si en l'absence de centrales de back-up ou d'importations on n'a que le seul soutien de l'hydroélectricité pour garantir la consommation française de cette journée, c'est de 1 200 MW d'éoliennes qu'il faudrait pouvoir disposer. Cela représente 400 000 éoliennes de 3 MW, environ une par km² du territoire français utilisable, pour un coût de 1 500 milliards sans même compter le coût de la refonte du réseau ! (SLC, 2017). Ajoutons qu'à l'inverse, lors d'une journée de vent fort pendant laquelle ces éoliennes produiraient à 70 % de leur capacité, il faudrait en arrêter 90 %, ou pouvoir se débarrasser de cette énorme quantité d'électricité en excès chez nos voisins européens.

Le stockage est donc le talon d'Achille des ELRi, et il y a gros à parier que les centrales de back-up «conventionnelles» ont encore un très long avenir devant elles. ***D'autant plus que comme on le constate, le coût de tels stockages serait dans tous les cas très supérieur au coût de ces centrales.***

Si obligation était faite aux promoteurs de construire en même temps que les centrales éoliennes ou photovoltaïques les stockages nécessaires à la gestion de leur intermittence, apparaîtraient enfin les véritables coûts de ces projets, mais aussi leurs considérables dommages environnementaux.

1-Ursat, X., Jacquet-Francillon, H. et Rafai, I., 2011 : Expérience EDF dans l'exploitation des STP . Société Hydraulique de France. SHF : «Pumped storage Powerplants», Lyon, 23-24 novembre 2011 - X. Ursat et al. - Expérience EDF

Voir aussi Castaing, P, 2015 : « les stations de transfert d'énergie par pompage », diaporama <http://www.visiatome.fr/Local/visiatome/files/908/STEP.pdf>

2- Flocard, H. et Pervès, J-P. , 2012 : Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en Europe de l'Ouest [.http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/A%20Eolien%20en%20Europe,%20foisonnement%20et%20production%20de%20H2.pdf](http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/A%20Eolien%20en%20Europe,%20foisonnement%20et%20production%20de%20H2.pdf)

3- Nifenecker, H., 2013 : Limites de l'intégration des productions d'électricité intermittente. <http://www.sauvonsleclimat.org/documentsslhtml/etudeshtml/limites-de-lintegration-des-productions-deelectricite-intermittente-etude/35-fparticles/1427-limites-de-lintegration-des-productions-deelectricite-intermittente-etude.html>

4-Sapy, G., 2016 : Pertes énergétiques du schéma « Power to gas + Gas to power » http://www.sauvonsleclimat.org/images/articles/pdf_files/etudes/Pertes%20energetiques%20Power-to-gas-to-power.pdf

5- SLC, 2017 : Le vent pourrait-il remplacer le nucléaire. <http://www.sauvonsleclimat.org/le-vent-ou-le-nucleaire/35-fparticles/1951-le-vent-ou-le-nucleaire.html>

Annexe 2 - L'épuisement des réserves de combustibles fossiles en Europe

D'après la Statistical review of world energy 2016 de la compagnie britannique British Petroleum (<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>), la consommation de combustibles fossiles (**hors bois**) pour l'ensemble de l'économie (production électrique mais surtout transport, chauffage, etc.) représente en 2015 une proportion plus faible de la consommation totale d'énergie primaire dans l'ensemble EU 28 + Norvège qu'il y a 50 ans (**figure 18 partie gauche**). Cependant cette proportion demeure toujours très élevée, de l'ordre de 75% ! D'autre part, l'écart d'environ 400 Mtep (million de tonne-équivalent-pétrole) observé en 2015 entre consommation d'énergie primaire et consommation de combustibles fossiles provient aux deux-tiers de l'hydroélectricité et du nucléaire. En 2015, les énergies renouvelables hors bois autres que l'hydroélectricité, ne représentaient en effet, selon la même source, que 136 Mtep soit environ 1/3 de ces 400 Mtep, et environ 8,5 % des 1600 Mtep de la consommation totale d'énergie primaire. De ces 136 Mtep les ELRi, ne représentaient qu'environ 30 Mtep, soit 7,5 % de ces 400 Mtep et un peu moins de 2 % de la consommation totale d'énergie primaire !

On observe aussi que malgré une diminution de consommation de combustibles fossiles très sensible depuis 2006, atteignant environ 300 Mtep en 2015, le déclin des productions de combustibles fossiles de l'ensemble EU 28 + Norvège est pour cette période à peu près de la même valeur. La dépendance de l'Europe aux combustibles fossiles importés n'a donc pas décliné. Elle est d'environ 700 Mtep en 2015.

Toujours selon la BP statistical review, la **partie droite** de la figure 18 montre les productions de combustibles fossiles de l'ensemble EU 28 + Norvège de 1981 à 2015 : le charbon décline depuis 1982, le pétrole depuis 2000 et le gaz depuis 2004. La période de prix très élevés de 2003 à 2014 n'a pas inversé le cours de l'histoire, malgré les progrès des techniques de production et les meilleures rentabilités des exploitations pendant cette période. Ce phénomène inéluctable est la conséquence de l'épuisement des réserves.

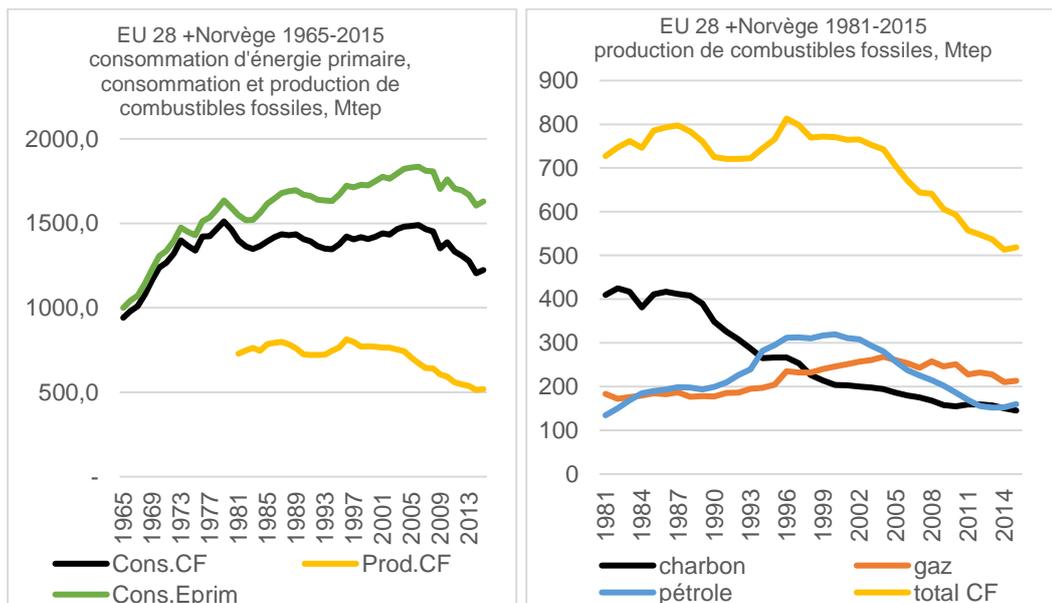


Figure 18 : Europe des 28 + Norvège : **A gauche**, évolution sur les cinquante dernières années de la consommation d'énergie primaire (Cons.Eprim), de la consommation de combustibles fossiles (Cons.CF) et de la production de combustibles fossiles (Prod.CF) ; **A droite**, évolution des productions de charbon, gaz, pétrole et du total des combustibles fossiles (total CF) de 1981 à 2015 (BP ne donne pas de statistiques de production avant 1981). La consommation d'énergie primaire des statistiques de la BP ne comprend pas celle de bois de chauffage, mais celle-ci ne représente en moyenne en Europe qu'environ 5 % de la consommation d'énergie primaire. L'unité d'énergie est le million de tonne-équivalent-pétrole (Mtep). Source : BP statistical review of world energy 2016.

Remerciements : Je remercie plus particulièrement Hubert Flocard, Jean-Jacques Hérou et François Poizat pour leur aide dans la réalisation de cette étude, ainsi que Jacques Patel, Paul-Frederik Bach et Bjarke Nielsen pour les précieuses données qu'ils m'ont fournies.