

Table des matières

INTRODUCTION.....	3
OBJECTIF	5
ACTIONS.....	5
POTENTIEL DE REDUCTION DES EMISSIONS DE GES	6
CO-BENEFICES.....	6
INVESTISSEMENTS CUMULATIFS.....	7
QUI PAIE QUOI?	7
REACTION CITOYENS.....	8
REACTION ACTEURS ECONOMIQUES	8
EMPLOI	8
CHIFFRAGE.....	9
Potentiel de réduction d'émissions.....	9
Investissements nécessaires	11
RÉFÉRENCES	18
ANNEXES.....	20
Coûts d'intégration des Energies renouvelables intermittentes	20
Constats et recommandations faits dans l'étude France Stratégie.....	21
Parc de production électrique actuel des pays de l'UE.....	22
Le charbon en Europe	23

Table des illustrations

Figure 1 : Emissions de Gaz à Effet de Serre en Europe (UE28) en 2012.....	3
Figure 2: Production d'électricité, UE 28, 2014	4
Figure 3 : Emissions directe de CO ₂ dues à la production d'électricité, UE – 28, 2014	4
Figure 3 : Objectif « The Shift Project » : Part du charbon dans le mix de production électrique en 2050	5
Figure 4 : Âge du parc charbon, UE – 28, 2015	9
Figure 5 : Hypothèse de remplacement du parc charbon	9
Figure 6 : Hypothèse de remplacement du parc charbon	10
Figure 7 : Facteur d'émissions moyen de la production d'électricité, UE – 28.....	10
Figure 8 : Capacité de charbon à remplacer, UE – 28, 2012	11
Figure 10 : Capacité à installer en remplacement : Scénario A – 100% EnR.....	13



Figure 11 : Capacité à installer en remplacement : Scénario B – Mix Nucléaire et EnR	14
Figure 12 : Capacité à installer en remplacement : Scénario C – « EU Energy Roadmap 2050 »	14
Figure 13 : Capacité à installer en remplacement : Scénario D – 100% nucléaire	15
Figure 14 : Cout d'investissement – Scénario A – 100% EnR.....	15
Figure 15 : Cout d'investissement – Scénario B – Mix nucléaire et EnR	16
Figure 16 : Cout d'investissement – Scénario C – « EU Energy Roadmap 2050 »	16
Figure 17 : Cout d'investissement – Scénario D – 100% nucléaire	17
Figure 18 : Réductions d'émissions CO ₂ – tout scénario.....	17
Figure 21 : Estimation des coûts d'intégration des moyens de production intermittents dans le réseau électrique européen en fonction de la part d'électricité produite par ces moyens.	21
Figure 22 : Capacité installé de production électrique UE 28, 2014	22
Figure 23 : Capacité installé de production électrique UE 28, 2014	22
Figure 24 : Réserves prouvés charbon, fin 2014.....	23
Figure 25 : Production de Charbon par pays dans l'UE28	23
Figure 26 : Indépendance des pays de l'UE28 au Charbon	24
Figure 27 : Âge du parc charbon des principaux pays de l'UE 28	25

ÉLECTRICITÉ DÉCARBONÉE

INTRODUCTION

Le secteur de la production d'électricité¹ est responsable de **plus du quart des émissions brutes** de gaz à effet de serre de l'Union européenne (UE ; pour l'ensemble de ce qui suit, l'Union européenne s'entend Grande-Bretagne comprise), comme c'est également le cas pour le monde dans son ensemble. Il s'agit en très grande majorité d'émissions de CO₂, qui représentent plus du tiers des émissions brutes de CO₂ de l'UE.

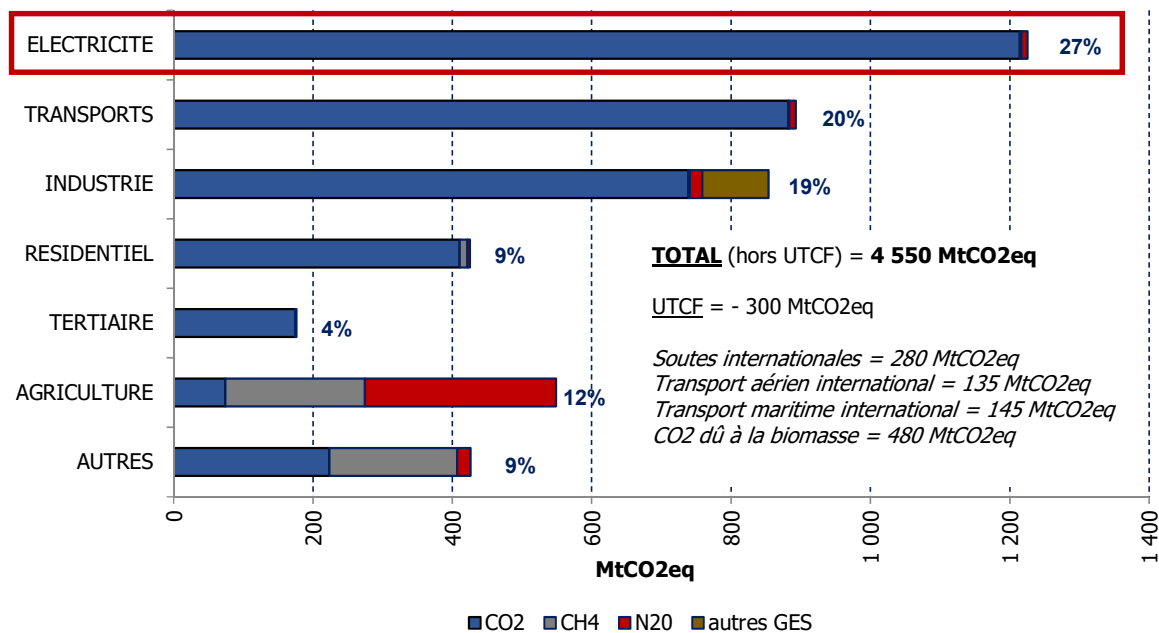


Figure 1 : Emissions de Gaz à Effet de Serre en Europe (UE28) en 2012

Source : EEA GHG dataviewer

¹ Il s'agit plus précisément du secteur de la production d'électricité et de chaleur. Dans la suite de cette fiche on s'intéresse uniquement aux émissions du secteur de la production d'électricité.

Actuellement **43 %** de l'électricité européenne - soit environ 1200 TWh par an - provient de **sources fortement émettrices de gaz à effet de serre** (charbon, gaz, pétrole et autres)² :

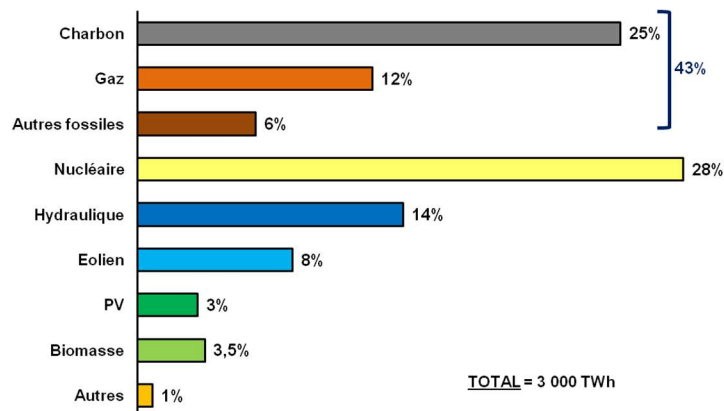


Figure 2: Production d'électricité, UE 28, 2014

Source: European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSOE (2015)

Parmi ces sources, celle qui contribue le plus aux émissions de CO₂ du secteur électrique est de loin le **charbon**, suivie dans une bien moindre mesure, par le gaz :

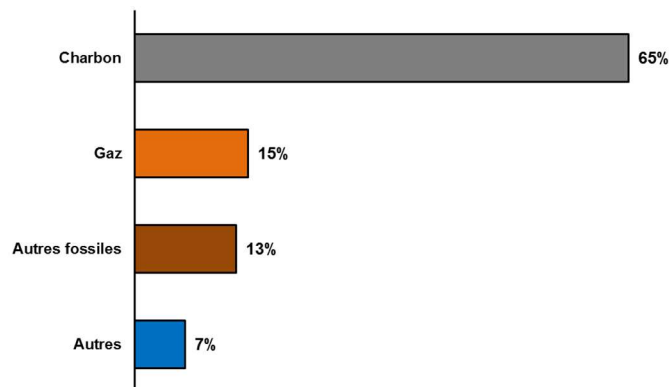


Figure 3 : Emissions directe de CO₂ dues à la production d'électricité, UE – 28, 2014

Source : Extrapolation du graphe précédent, sur la base des facteurs d'émission standard des différentes sources d'électricité (Lacal Arantegui et al., 2014)

² Les émissions indirectes liées à la production d'électricité (construction des installations de production, extraction et transport des combustibles fossiles) sont affectées à d'autres postes de la nomenclature ci-dessus (industrie et transports pour l'essentiel). Le chiffrage proposé dans le présent document ne prend pas en compte l'effet des actions préconisées sur ces émissions indirectes.

OBJECTIF

Nous proposons le remplacement d'ici 2050 de toutes les centrales au charbon existantes par des moyens de production électrique bas-carbone (nucléaire, ENR, Capture et Stockage du Carbone).

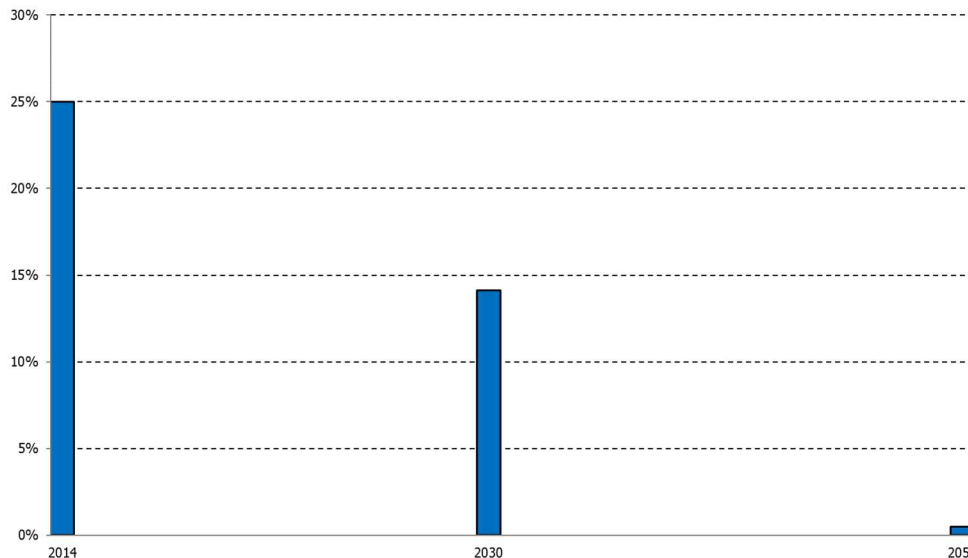


Figure 4 : Objectif « The Shift Project » : Part du charbon dans le mix de production électrique en 2050

En pratique, la mesure signifie que toute nouvelle construction de centrale à charbon est exclue, et que toute centrale à charbon actuellement existante est remplacée par un moyen bas-carbone quand elle arrive en fin de vie (Muttitt, 2016).

ACTIONS

- **Action 1** : Faire tendre les crédits du système communautaire d'échange de quotas d'émission (EU ETS) alloués aux installations de production d'électricité vers 0 en 2050.
- **Action 2** : Instaurer via la réglementation européenne un plafond progressivement décroissant de facteur d'émission (gCO_2/kWh) de la production d'électricité, comme cela a été fait pour des polluants locaux. Les installations qui ne se sont pas mises en conformité se voient alors retirer leur autorisation d'exploitation. Cette mesure pourra notamment être mise en place si la mesure précédente ne suffit pas, ou que sa mise en œuvre se heurte à un lobbying bloquant.
- **Action 3** : Mettre en place un système de subventions pour le remplacement des centrales les plus émettrices de CO_2 , basé sur le plus faible coût d'investissement à la tonne de CO_2 évitée³. La subvention couvre le remplacement d'une centrale fortement émettrice par le moyen de production présentant le coût à la tonne de CO_2 évitée le plus faible (qui sera souvent le nucléaire, ou éventuellement l'hydraulique dans les quelques pays d'Europe du Nord disposant encore de gisements significatifs pour

³ Pour les **moyens de production intermittents**, ce coût doit inclure à terme une évaluation du coût induit sur le système électrique (renforcement des réseaux de transport et de distribution et gestion de l'intermittence).

cela). Il sera libre ensuite à l'opérateur de choisir d'installer un autre moyen de production demandant plus d'investissements par tonne de CO₂ évitée, en prenant lui-même en charge le surcoût.

Tous les moyens de production bas carbone, y compris le nucléaire, doivent être éligibles à ce système de subvention, ainsi qu'à des **sources de financement à coûts réduits** (par exemple fournies par la Banque européenne d'investissement).

Il est également possible d'envisager un soutien du Fonds européen de développement régional (FEDER) pour compenser une partie des impacts subis par les États membres les plus affectés par la sortie du charbon (Pologne, République Tchèque et dans une moindre mesure Allemagne, Royaume-Uni, Espagne, Pays-Bas, autres pays d'Europe d'Est).

Enfin, les États membres devraient être autorisés à subventionner l'installation de tous les moyens de production bas carbone (sans distinction), dans la mesure où cela contribue à l'atteinte des objectifs fixés dans les directives Energie-Climat de l'UE⁴.

- **Action 4 : Poursuivre les efforts de recherche & développement (R&D) concernant les moyens de production bas carbone, ainsi que l'adaptation du réseau de transport et de distribution** (gestion de l'intermittence par les États qui choisissent une décarbonation totale par ce moyen, stockage de l'électricité, modulation de la demande).
- **Action 5 : Assurer un financement 100 % public de la construction de prototypes grandeur nature pour la capture et le stockage du carbone (CSC)**, en visant une industrialisation de cette technologie à horizon 2030, notamment dans une perspective d'export de cette technologie vers des pays dont l'électricité sera encore fortement carbonée.

Ces recommandations rejoignent les constats et recommandations faites dans l'étude « L'Union de l'énergie » (Auverlot *et al.*, 2015).

NB : les actions ci-dessus s'appliqueront en pratique aussi bien aux centrales au gaz qu'aux centrales au charbon, mais la suite de cette fiche se concentre uniquement sur l'effet de ces actions sur les centrales au charbon. Les actions ci-dessus n'interdisent pas qu'une centrale au charbon soit remplacée, en fin de vie, par une centrale au gaz, si le critère coût à la tonne de CO₂ évitée lui est favorable. Cependant cette centrale au gaz devra elle-même être remplacée, en fin de vie, par un autre moyen de production moins émetteur.

POTENTIEL DE REDUCTION DES EMISSIONS DE GES

La mesure proposée permet de réduire les émissions (directes) annuelles de GES du secteur « production d'électricité » de l'UE 28 de près de **730 MtCO₂eq** en 2050, par rapport à 2014.

CO-BENEFICES

Le charbon est une source importante de **pollution de l'air** en UE (émissions de NO_x et de particules fines mais aussi de SO_x et de mercure).

La pollution atmosphérique constitue le premier risque sanitaire d'origine environnementale en UE, d'après l'Agence européenne de l'environnement (EEA, 2015). Elle raccourcit l'espérance de vie des personnes affectées, contribue à l'apparition de maladies graves telles que maladies cardiaques, troubles respiratoires et cancers, et cause plus de

⁴ Il se plaide par ailleurs que l'Accord de Paris, qui est un traité, est supérieur en droit aux directives internes à l'Union, et donc que la baisse des émissions de CO₂, qui découle d'un traité, prime sur l'ouverture à la concurrence dans l'Union, qui ne découle « que » des règles internes à l'UE.

400 000 décès prématurés en UE par an (et un cumul de près de 5 millions d'années d'espérance de vie perdues).

Les **polluants** émis par les centrales au charbon contribuent aussi à dégrader les **écosystèmes** (notamment réduction de la croissance des plantes due à l'ozone troposphérique, acidification des sols et des cours d'eau et eutrophisation des milieux terrestres ou aquatiques ; EEA, 2015).

Les **cendres** issues de la combustion du charbon, chargées en métaux lourds, sont également problématiques à traiter d'un point de vue environnemental, et peuvent être à l'origine de catastrophes écologiques (pollution de nappe phréatique/cours d'eau suite à rupture d'un bassin de stockage de cendres).

Les **mines de lignite**, à ciel ouvert, sont particulièrement consommatrices d'espace naturel. Elles conduisent au déplacement forcé de nombreuses personnes et à la destruction de leurs villages, ainsi qu'à la destruction d'écosystèmes terrestres et à des pollutions diverses (lixiviations, poussières...).

Les **accidents dans les mines de charbon** provoquent de l'ordre de **10 000 décès directs par an dans le monde**, sans compter les décès consécutifs à des maladies professionnelles qui sont 10 à 30 fois plus nombreuses (la majorité des victimes se trouvant en Chine et en Inde ; Lang, 2010).

INVESTISSEMENTS CUMULATIFS

L'investissement total pour réaliser ces scénarios serait compris **entre 410 et 1 290 Mds €** (en cumulé sur la période 2015-2050), selon la nature des nouveaux moyens de production.

Pour estimer une fourchette du surcoût d'investissement total à consentir et pour explorer différentes façons possibles pour remplacer les 165 GW de centrales au charbon fonctionnant en base, on s'appuie sur l'étude de quatre scénarios indicatifs, présentée en Annexe :

- **Scénario A (1 290 milliards €)** : tous les pays appliquent une solution 100% EnR pour remplacer leurs centrales au charbon.
- **Scénario B (800 milliards €)** : les pays favorables au nucléaire remplacent leurs centrales au charbon par des centrales nucléaires, les autres appliquent une solution 100% EnR telle que présentée dans l'analyse d'European Climate Foundation (ECF, 2010) ;
- **Scénario C (700 milliards €)** : les pays favorables au nucléaire remplacent leurs centrales au charbon par des centrales nucléaires, les autres se conforment à la vision donnée par la Commission européenne (EC, 2013) ;
- **Scénario D (410 milliards €)** : l'ensemble des centrales au charbon de l'UE sont remplacées par des centrales nucléaires ;

L'objet de l'exercice n'est en aucun cas de prédire quel sera le mix en 2050 mais d'estimer une fourchette du coût d'investissement total à consentir pour remplacer les 165 GW de centrales au charbon de l'UE (voir détails en annexe).

Ce coût d'investissement est à rapprocher du coût de renouvellement des centrales à charbon auquel il faudra de toutes les façons consentir pour maintenir la production d'électricité à son niveau actuel (360 milliards €).

Il **ne prend pas en compte** les coûts d'investissements dans l'adaptation des réseaux de transport/distribution, ni les coûts liés à la gestion de l'intermittence (stockage, « smart grid », moyens de production alternatifs) dans le cas des deux scénarios à forte pénétration de moyen de productions intermittents. L'ensemble de ces coûts sont aujourd'hui encore relativement difficiles à estimer précisément. A noter cependant qu'ils sont susceptibles d'augmenter considérablement les besoins d'investissement (voir Annexe).

QUI PAIE QUOI?

Le surcoût induit par le remplacement des centrales à charbon par des moyens bas carbone se répartira entre les **industriels** du secteur (et donc le prix de marché de l'électricité), les contribuables via les **pouvoirs publics** (système de subvention), et les **consommateurs d'électricité** (répercussion de l'augmentation des coûts de production et du prix du carbone sur le prix de l'électricité).

REACTION CITOYENS

PLUTÔT FAVORABLE : l'idée de « sortie du charbon » est de plus en plus médiatisée et populaire et devrait le rester, à condition d'en maîtriser le coût.

REACTION ACTEURS ECONOMIQUES

PLUTÔT DEFAVORABLE, car ajout d'une contrainte réglementaire.

Cependant, une bonne partie des propriétaires-exploitants historiques de centrales au charbon ont commencé à se désengager de ce secteur, pour se reconvertir dans les énergies bas carbone. Cela fait notamment écho aux déclarations communes publiées à l'issue lors du *Business & Climate Summit* en mai 2015 : « Les entreprises [dont, entre autres, ENGIE et Total] appellent les décideurs politiques à [...] introduire une tarification du carbone solide, prédictive et soigneusement conçue ; et à mettre fin aux subventions aux énergies fossiles », ainsi que lors du Congrès Mondial du Gaz de juin 2015 (*Business & Climate Summit 2015* ; Lund *et al.*, 2015).

On notera aussi le fait que le gouvernement britannique a annoncé en novembre 2015 son souhait de fermer d'ici à 2025 les centrales au charbon qui ne se seront pas dotées d'ici là de systèmes CSC (Le Figaro, 2015).

Ce sont les propriétaires-exploitants de mines de charbon qui seront les plus pénalisés, sachant qu'il s'agit d'un secteur déjà en perte de vitesse depuis plusieurs décennies (voir notamment sur les courbes disponibles en annexe que le pic de production de charbon a été atteint aux alentours de 1985 en Europe).

Les acteurs des filières bas carbone devraient accueillir très favorablement la mesure.

EMPLOI

Les personnes travaillant dans les centrales au charbon pourront assez facilement se reconvertir dans le cas du remplacement par un autre moyen de production thermique bas carbone. La reconversion est moins directe dans le cas du remplacement par des EnR non thermiques. Cependant plusieurs études tendent à montrer que le bilan en termes d'emplois serait plutôt positif (Quirion, 2013 ; Behrens *et al.*, 2014).

Il faudra accompagner la disparition des emplois dans le secteur des mines de charbon, en particulier dans les pays où ce moyen de production est dominant comme l'Allemagne ou la Pologne.

CHIFFRAGE

Potentiel de réduction d'émissions

En 2015, le parc européen de centrales charbons comporte 68 GW (41%) de centrales ayant plus de 40 ans, 52 GW (32%) de centrales ayant entre 30 et 40 ans, 26 GW (16%) de centrales ayant entre 20 et 30 ans et 19 GW (11%) de centrales ayant moins de 20 ans :

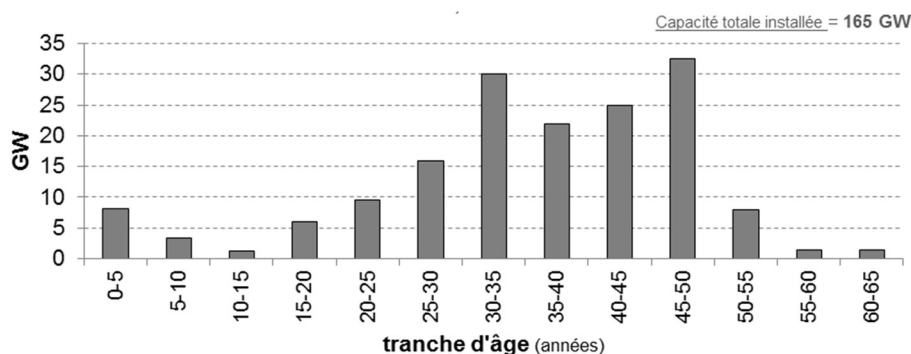


Figure 5 : Âge du parc charbon, UE – 28, 2015

Source : Climate Action Network Europe (2015)

On suppose que ces centrales sont remplacées par des moyens de production bas carbone lorsqu'elles arrivent en **fin de vie** (autour de 40 ans)⁵.

Les trois-quarts des centrales au charbon ayant actuellement plus de 30 ans, il faudrait remplacer l'ensemble de ces centrales (environ 120 GW) sur la période 2015-2025 soit un rythme moyen de 12 GW/an. Ce rythme tomberait à 3 GW/an sur la période 2025-2035, puis à 2 GW/an sur la période 2035-2050. D'un point de vue industriel, il serait certainement plus intéressant de **lisser la charge** pour obtenir un profil de remplacement à l'allure suivante :

Remplacement du parc charbon

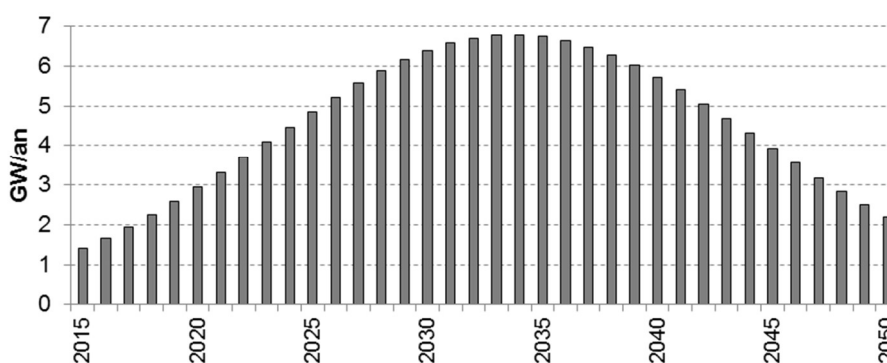


Figure 6 : Hypothèse de remplacement du parc charbon

⁵ Un levier possible pour « piloter » l'âge auquel les centrales sont remplacées est d'agir sur la durée d'amortissement des installations.

Ce qui conduit à la décroissance suivante du parc charbon :

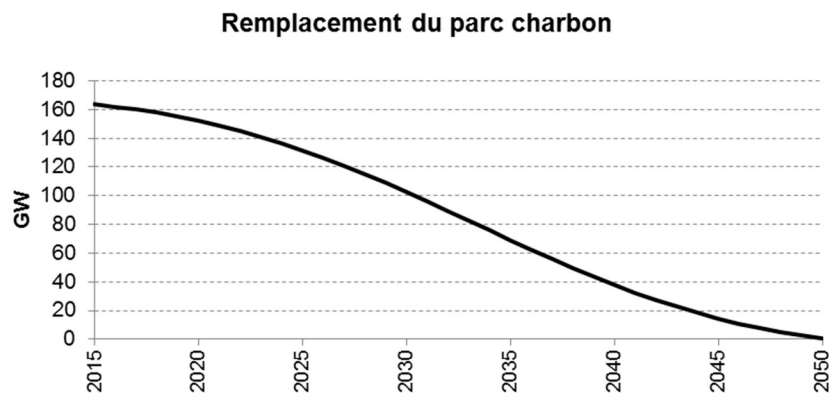


Figure 7 : Hypothèse de remplacement du parc charbon

En 2014 les 750 TWh produits par les centrales au charbon ont émis (en émissions directes) environ 730 MtCO₂eq (facteur d'émissions d'environ 950 kgCO₂eq/MWh pour les centrales au charbon ; Lacal Arantegui *et al.*, 2014).

Si l'intégralité de ces centrales au charbon est remplacée en 2050 par des moyens de production bas carbone (c'est-à-dire n'émettant pas de GES, en émissions directes), le gain en termes d'émissions est d'environ **730 MtCO₂eq/an**. Les émissions de GES du secteur de production d'électricité seraient ainsi ramenées (toutes choses égales par ailleurs) à $1\ 225 - 730 = 495$ MtCO₂eq/an en 2050⁶.

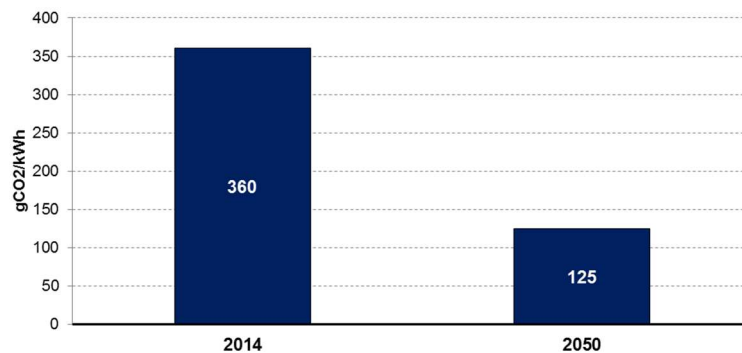


Figure 8 : Facteur d'émissions moyen de la production d'électricité, UE – 28

Source: Lacal Arantegui *et al.*, 2014

⁶ Les émissions du secteur « production d'électricité et de chaleur » ayant été quasiment constantes pour l'UE entre 2009 et 2012 on suppose qu'elles le restent entre 2012 et 2014.

Investissements nécessaires

Il s'agit d'explorer, à titre indicatif, plusieurs façons possibles pour remplacer l'intégralité du parc de centrales au charbon de l'UE.

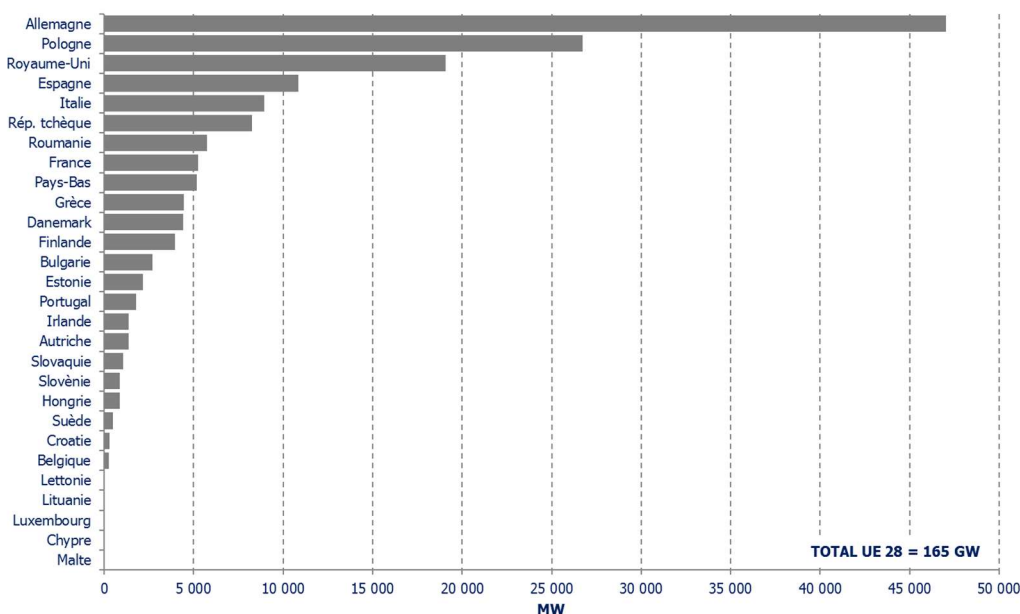


Figure 9 : Capacité de charbon à remplacer, UE – 28, 2012

Source : EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050 (2013)

Les quatre « scénarios » étudiés sont :

- **Scénario A** : tous les pays appliquent une solution **100% EnR** telle que présentée dans l'analyse d'European Climate Foundation (ECF, 2010) pour remplacer leurs centrales au charbon.
- **Scénario B** : les pays favorables au nucléaire remplacent leurs centrales au charbon par des **centrales nucléaires**, les autres appliquent une solution **100% EnR** telle que présentée dans l'analyse d'European Climate Foundation (ECF, 2010)
- **Scénario C** : les pays favorables au nucléaire remplacent leurs centrales au charbon par des **centrales nucléaires**, les autres se conforment à la vision donnée par la **Commission Européenne** (EC, 2013).
- **Scénario D** : l'ensemble des centrales au charbon de l'UE sont remplacées par des **centrales nucléaires**

L'objet de l'exercice n'est en aucun cas de prédire quel sera le mix en 2050 mais **estimer une fourchette du coût d'investissement total** à consentir pour remplacer les 165 GW de centrales au charbon de l'UE.

Les estimations précédentes sont fondées sur les paramètres suivants :

- Les coûts d'investissement unitaires et les durées de vie des moyens de production constatés en 2014 et publiés par la Commission européenne (Lacal Arantegui *et al.*, 2014) ;
- Les facteurs de charge observés : les moyennes sur la période 2012-2014 calculées à partir des données publiées par l'ENTSO-E ont été utilisées ; les valeurs par la Commission européenne (Lacal Arantegui *et al.*, 2014) ont été utilisées pour les moyens de production non reportés dans les données de l'ENTSO-E (éolien offshore notamment) ;
- Les facteurs d'émissions observés en 2014 et publiés par la Commission européenne (Lacal Arantegui *et al.* 2014).

	Durée factmt (h/an)	Durée de vie (années)	Coût investissement (€/W)	Facteur d'émission (gCO2/kWh)
Charbon	4 700	40	2,2	950
Gaz	2 100	30	0,7	450
Fioul	1 000	35	2,0	800
Nucléaire	6 800	60	5,4	0
Hydraulique	2 600	60	3,9	0
Eolien onshore	2 000	20	1,4	0
Eolien offshore	3 000	20	3,5	0
PV	1 000	25	1,2	0
Biomasse	5 000	25	3,9	650
Géothermie	8 500	30	8,4	50
Autres	5 500	35	2,7	350

Tableau 1 : Paramètres retenues pour les calculs

Source : Calculs de The Shift Project, sur données Lacal Arantegui et al. (2014)

Une distinction a été faite entre éolien « onshore » et « offshore », ce dernier vecteur représentant un potentiel de développement important avec des facteurs de charge supérieur à l'éolien onshore. La puissance d'éolien offshore installée dans l'UE en 2015 était de 11 GW (EWEA, 2015).

L'European Wind Energy Association (EWEA) a établi 3 scénarios de développement du vecteur offshore à l'horizon 2030. Nous retenons pour nos scénarios les proportions offshore/onshore du scénario 2030 « moyen » reproduit dans le tableau ci-dessous (EWEA, 2015).

Pays	Eolien « onshore »	Eolien « offshore »
Allemagne	78%	22%
France	74%	26%
Italie	100%	0%
Espagne	100%	0%
Royaume-Uni	43%	58%
Suède	93%	7%
Pologne	90%	10%
Pays-Bas	48%	52%
Autriche	100%	0%
Roumanie	100%	0%
Rép. tchèque	100%	0%
Belgique	52%	48%
Grèce	100%	0%
Finlande	100%	0%
Portugal	100%	0%
Danemark	57%	43%
Bulgarie	100%	0%
Irlande	90%	10%
Hongrie	100%	0%
Slovaquie	100%	0%
Croatie	100%	0%
Lituanie	100%	0%
Slovénie	100%	0%
Lettonie	100%	0%

Luxembourg	100%	0%
Chypre	100%	0%
Estonie	37%	63%
Malte	100%	0%

Tableau 2: Part respective des vecteurs onshore et offshore dans la capacité éolienne installée retenue pour le calcul des différents scénarios à l'horizon 2050

Source : d'après répartition scénario 2030 « moyen » ; EWEA, 2015

Les **capacités à installer** en remplacement des 165 GW de centrales au charbon (fonction des durées annuelles de fonctionnement et des durées de vie des différents moyens de production) sont les suivantes :

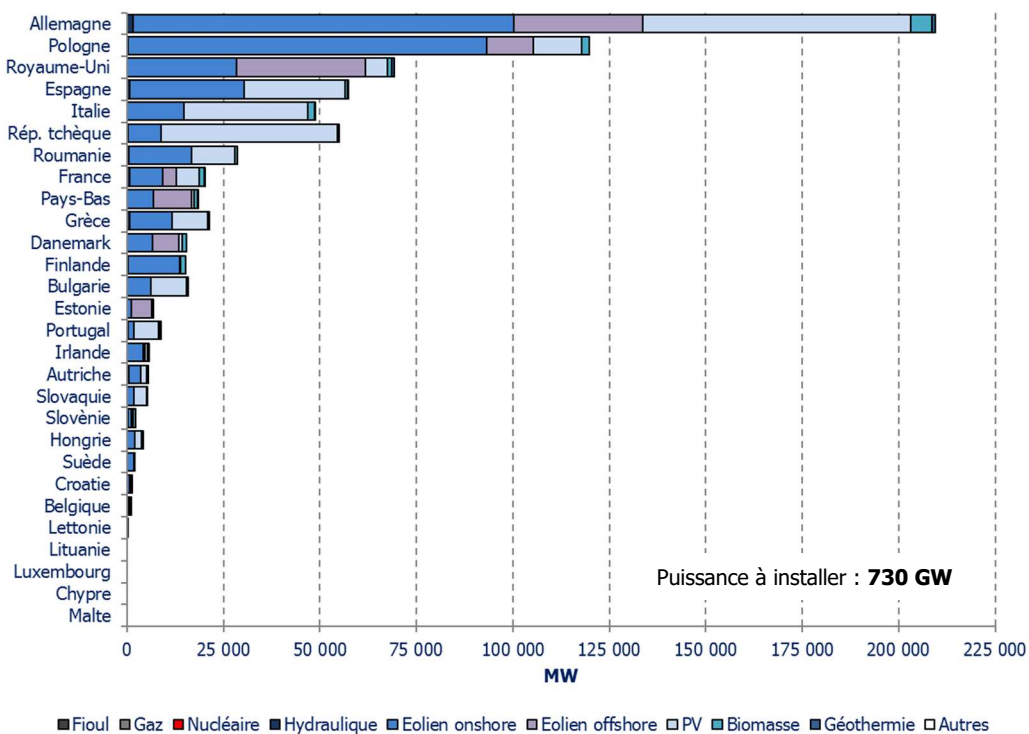


Figure 10 : Capacité à installer en remplacement : Scénario A – 100% EnR

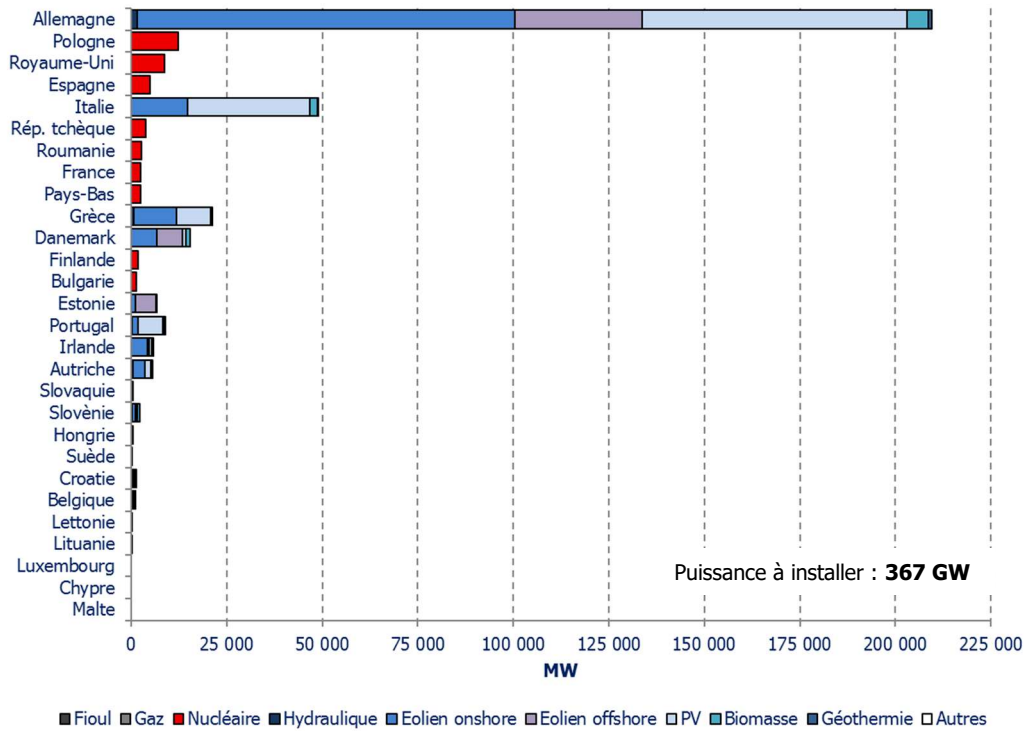


Figure 11 : Capacité à installer en remplacement : Scénario B – Mix Nucléaire et EnR

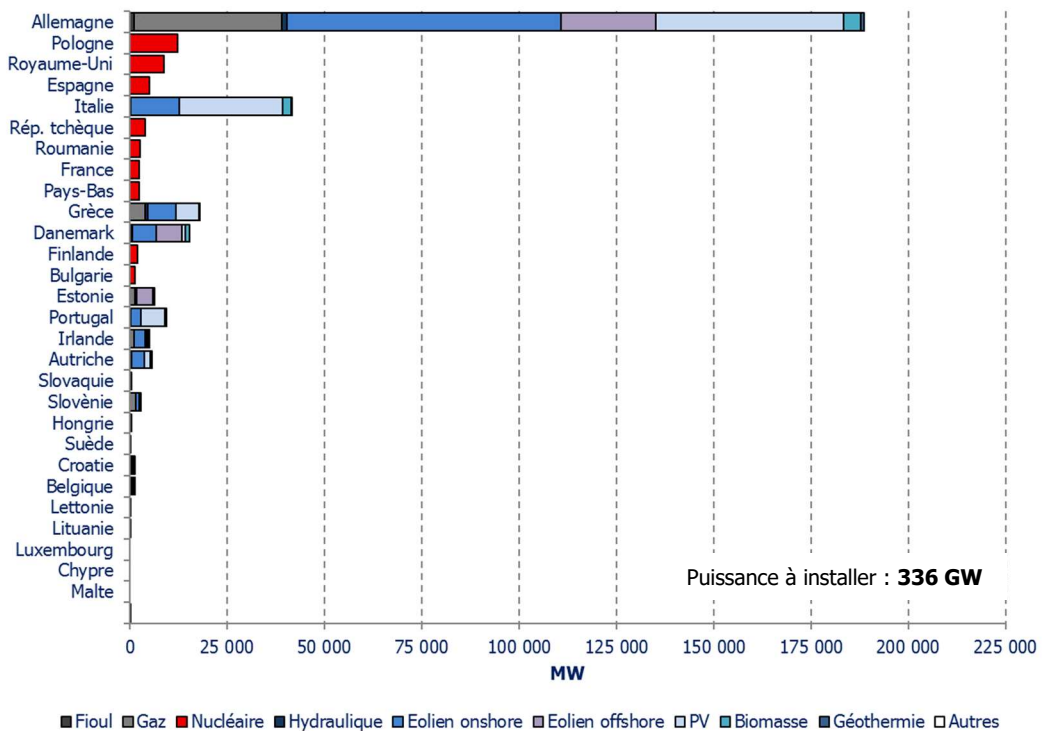


Figure 12 : Capacité à installer en remplacement : Scénario C – « EU Energy Roadmap 2050 »

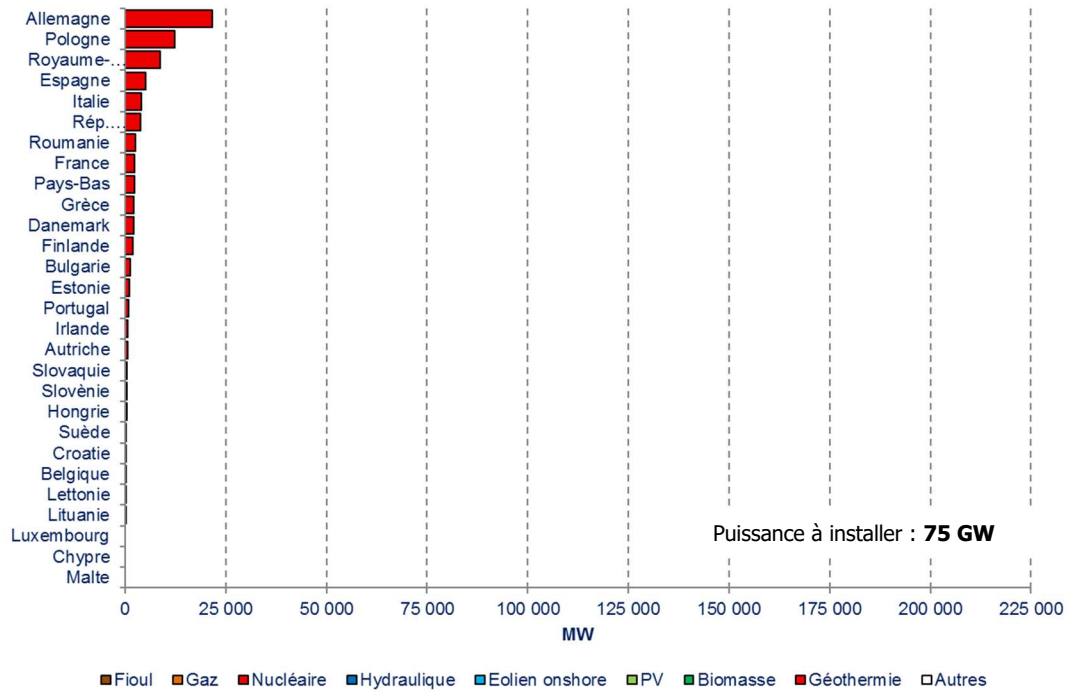


Figure 13 : Capacité à installer en remplacement : Scénario D – 100% nucléaire

Les **investissements** à consentir sont les suivants :

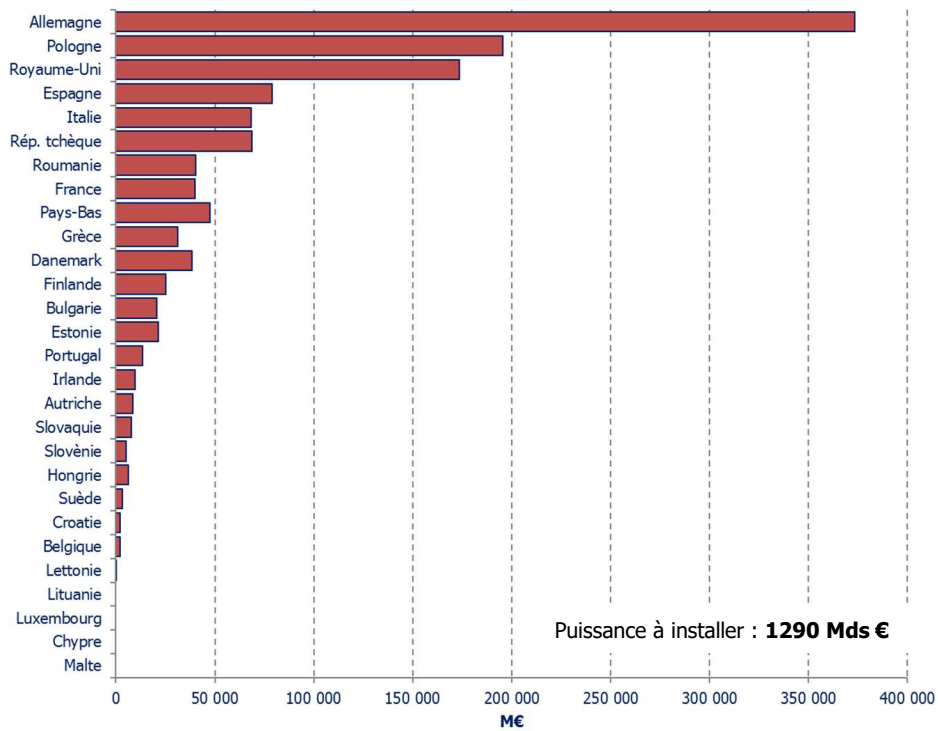


Figure 14 : Coût d'investissement – Scénario A – 100% EnR

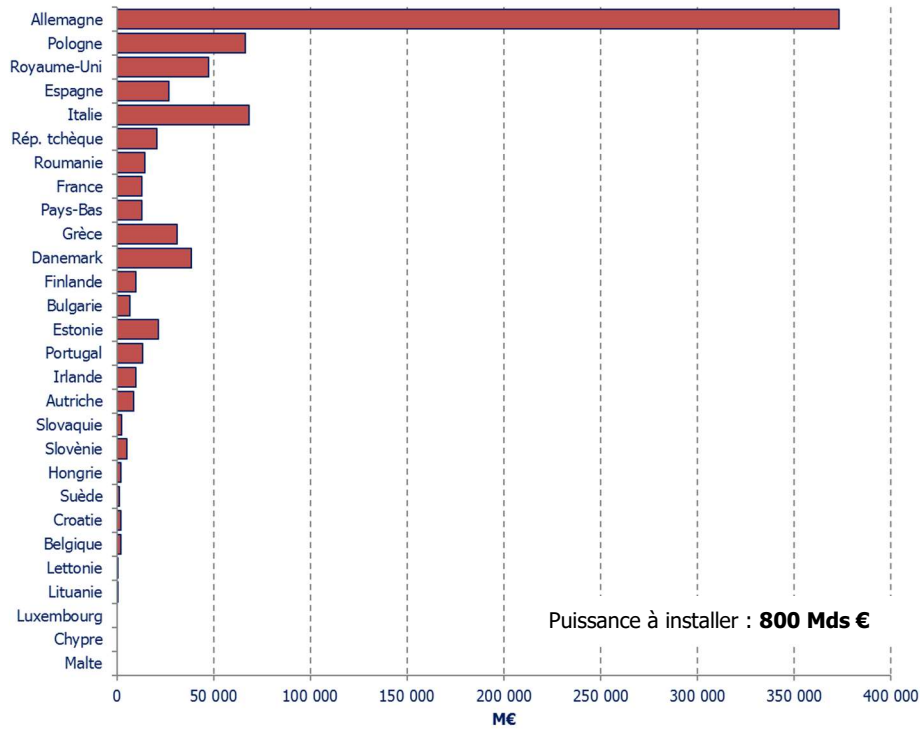


Figure 15 : Cout d'investissement – Scénario B – Mix nucléaire et EnR

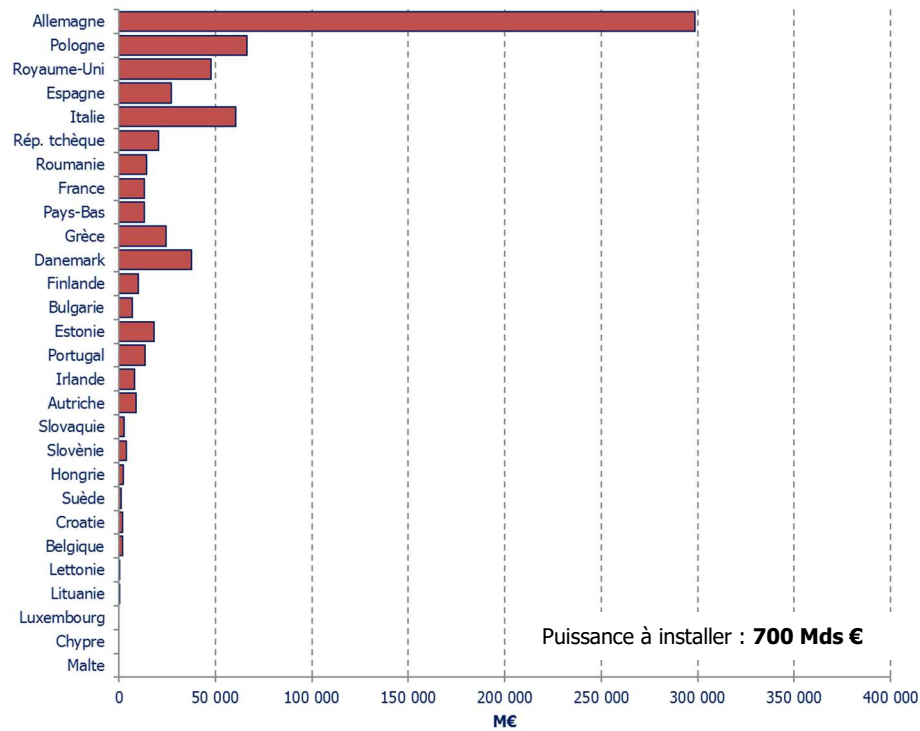


Figure 16 : Cout d'investissement – Scénario C – « EU Energy Roadmap 2050 »

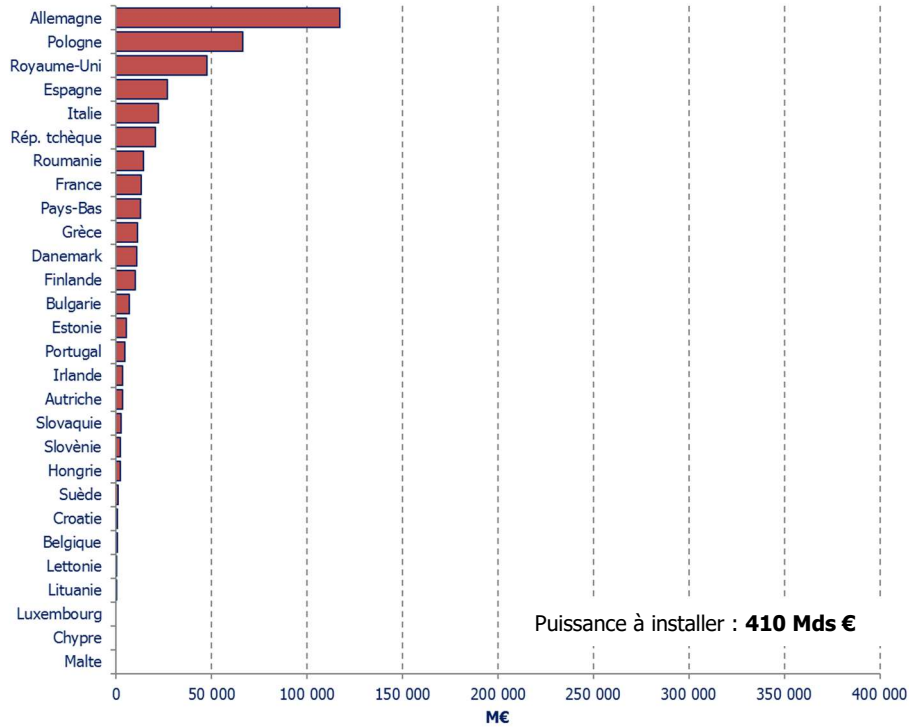


Figure 17 : Cout d'investissement – Scénario D – 100% nucléaire

Les gains d'émissions de GES potentiellement recouvrables sont les suivants :

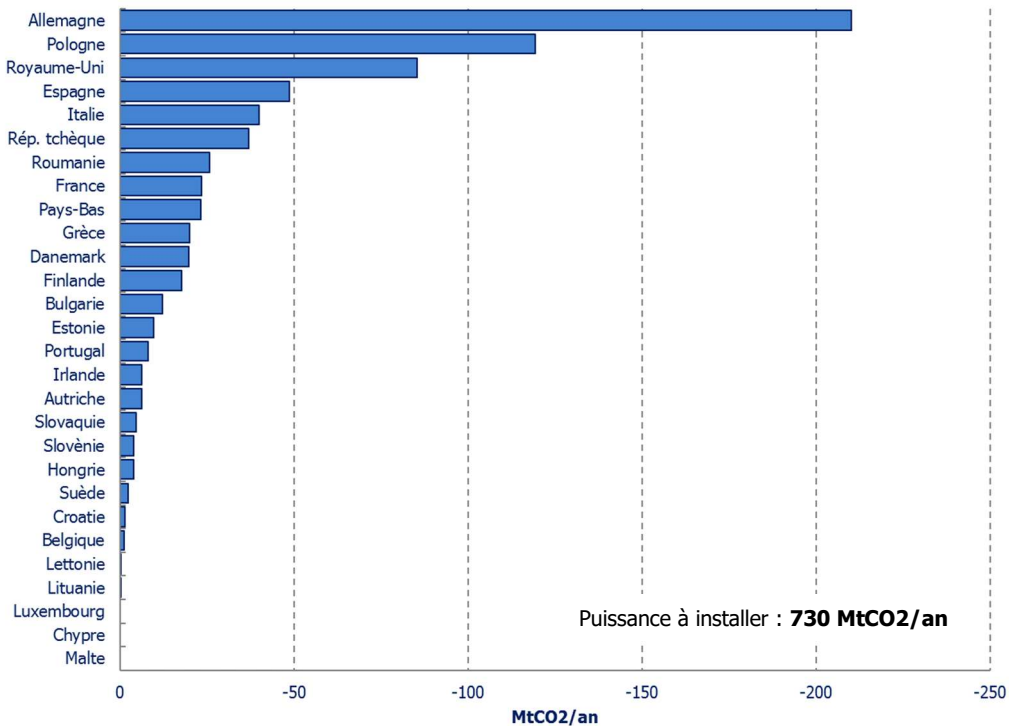


Figure 18 : Réductions d'émissions CO₂ – tout scénario

RÉFÉRENCES

Auverlot D., Beeker E., Hossie G. (2015). *L'Union de l'énergie*. France Stratégie.

Behrens A., Coulie C., Genoese F., Alessi M., Wieczorkiewicz J., Egenhofer C. (2014). *Impacts of the Decarbonisation of the Energy System on Employment in Europe*. Centre for European Policy Studies.

BP (2015). *BP Statistical Review of World Energy*. British Petroleum.

Business & Climate Summit (2015). *Business & Climate Summit conclusions: towards a low-carbon society*.

Climate Action Network Europe (2015). European Coal Map. Document version: vs.2.

Deverdet M. (2015). Rapport au Président de la République – Energie, l'Europe en réseaux, douze propositions pour une politique commune en matière d'infrastructures énergétiques.

ECF (2010). *ROADMAP 2050 – A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe*. Volume 1: Technical Analysis. European Climate Foundation.

EEA greenhouse gas – data viewer. [Accessed 28 Oct. 2016] <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>

EEA (2015). *Air quality in Europe – 2015 report*. European Environment Agency, Copenhagen.

ENTSOE (2015). *Statistical Factsheet 2014*. European Network of Transmission System Operators for Electricity.

EC (2013). *EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050: Reference Scenario 2013*. European Commission, Brussels.

EC (2011). *Assessment of the Required Share for a Stable EU Electricity Supply until 2050*. European Commission, Brussels.

EC (2014). Integration of Renewable Energy in Europe – final report. European Commission, Brussels. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/201406_report_renewables_integration_europe.pdf [Accessed Feb. 2017]

EWEA (2015a). The European offshore wind industry - key trends and statistics 2015. <https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-European-Offshore-Statistics-2015.pdf> [Accessed Feb. 2017]

EWEA (2015b). Wind energy scenarios for 2030. <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/EWEA-Wind-energy-scenarios-2030.pdf> [Accessed Feb. 2017]

Jones C., Glachant J-M. (2010). *Why and How the European Union Can Get a (Near to) Carbon-Free Energy System in 2050?* Center for Energy and Environmental Policy Research.

Lacal Arantegui R., Jaeger-Waldau A., Vellei M., Sigfusson B., Magagna D., Jakubcionis M., Perez Fortes M., Lazarou S., Giuntoli J., Weidner Ronnefeld E., De Marco G., Spisto A., Gutierrez Moles C. (2014). *ETRI 2014 – Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050*. European Commission Joint Research Center.

Lang O. (2010). The dangers of mining around the world. BBC News. 14 Oct. 2010. <http://www.bbc.com/news/world-latin-america-11533349>.



Le Figaro (2015). GB : arrêt de centrales au charbon polluantes. Le Figaro. 18 Nov. 2015. <http://www.lefigaro.fr/flash-eco/2015/11/18/97002-20151118FILWWW00152-londresarret-de-centrales-au-charbon-polluantes.php>

Lund H., Dudley B., Descalzi C., van Beurden B., Saetre E., Pouyanné P. (2015). Tribune des six CEO. Congrès Mondial du Gaz, Paris.

Muttitt, G. (2016) *The Sky's Limit: Why the Paris Climate Goals Require a Managed Decline of Fossil Fuel Production*. Washington D.C.: Oil Change International.

Quirion P. (2013). *L'effet net sur l'emploi de la transition énergétique en France : Une analyse input-output du scénario négaWatt*. Centre International de Recherches sur l'Environnement et le Développement.

VGB (2015). Facts and Figures – Electricity Generation. VGB PowerTech e.V.

ANNEXES

Coûts d'intégration des Energies renouvelables intermittentes

Les coûts d'investissements liés à l'adaptation des réseaux de transport/distribution, ainsi que les coûts liés à la gestion de l'intermittence (stockage, « *smart grid* », moyens de production alternatifs) sont aujourd'hui encore relativement difficiles à évaluer précisément.

Dans un rapport remis au Président de la République, Michel Deverdet, indique que l'impact de la transition énergétique (i.e. l'augmentation de la part des EnR intermittentes dans le mix de production électrique) sur les réseaux a été globalement sous-estimé. Dans de nombreux cas, les lieux de production et de consommation ne sont pas les mêmes et les problématiques d'acheminement sont très sérieuses. Les cas allemands et italiens sont en la matière de bons exemples : dans le premier cas la production d'électricité essentiellement située au nord doit être acheminée vers le sud consommateur, dans l'autre c'est la production du sud qui doit être acheminée au Nord. (Deverdet M., 2015)

Le **renforcement du réseau de transport et de distribution** est donc incontournable et nécessiterait des **investissements significatifs de l'ordre de 200 Mds d'€** (EC, 2014).

D'autres coûts sont liés aux moyens qu'il convient de déployer pour absorber la volatilité de la production d'électricité à partir de capacités intermittentes. Globalement, il ressort des études publiées récemment, que ces coûts sont corrélés positivement avec le taux de pénétration des capacités intermittentes dans le mix de production.

Parmi les moyens envisagés pour absorber la volatilité de la production, on retient :

- **La maîtrise de la demande** qui consiste à lisser le pic et le creux de consommation en optimisant la demande des gros consommateurs (industrie lourdes) et en développant les réseaux « intelligent » (« *smart grid* »), grâce auxquels il devrait être possible de consommer plus pendant les creux de demande et moins pendant les pics moyennant des avantages tarifaires.
- **Le développement des capacités d'interconnexion**, afin de favoriser l'effet de foisonnement et de diminuer le ratio pic/creux (2,2 en moyenne dans l'UE).
- **L'installation de capacités de stockage**, qui permettent de stocker l'électricité pendant un pic de production et la restituer pendant un pic de demande. Cependant les coûts d'investissement demeurent importants l'efficacité des moyens actuels est limitée (30-40%), et le potentiel de construction de capacités hydrauliques est relativement limité compte tenu des ordres de grandeur.
- **L'installation de capacités thermiques de compensation** (Centrale Gaz à cycle combiné), qui permettent de compenser le creux de production des moyens intermittents, notamment grâce à leur flexibilité de démarrage. Cette mesure n'est valable que dans le cas d'un pic de demande.
- **L'arrêt des capacités intermittentes**, pour réduire l'excédent de production.

Le coût et la capacité d'absorption de ces mesures sont variables. Il est probable qu'une combinaison de ces mesures soit nécessaire pour compenser la volatilité induite par les capacités intermittente.

Le graphique ci-dessous est le résultat d'une étude menée par la commission européenne (EC, 2011) qui met en avant les implications d'une forte pénétration d'EnR intermittentes dans le mix énergétique. Il présente les coûts « de compensation » (« *balancing cost* ») en fonction de la part des moyens intermittents dans la production d'électricité.

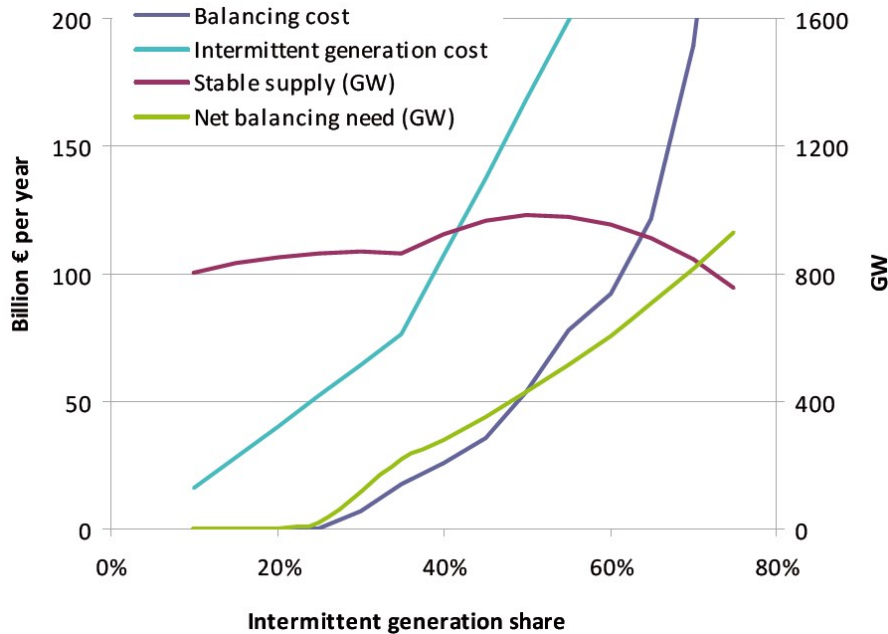


Figure 19 : Estimation des coûts d'intégration des moyens de production intermittents dans le réseau électrique européen en fonction de la part d'électricité produite par ces moyens.

Source : EC, 2011

Dans le scénario C, ce coût serait d'environ **15 Mds €/an** (pour 28% de la production d'électricité à partir d'éoliennes et de Photovoltaïque) alors que dans le scénario D il serait de **50 Mds €/an** (pour 45% de la production d'électricité à partir d'éoliennes et de Photovoltaïque).

Constats et recommandations faits dans l'étude France Stratégie (Auverlot *et al.*, 2015)

- Incapacité du marché de gros de l'électricité tel qu'il est organisé actuellement à déclencher les investissements nécessaires à moyen/long terme.
- Perte de crédibilité du marché de quotas carbone EU-ETS actuel.
- Nécessité de clarifier les objectifs de la politique énergétique de l'Union, en précisant les arbitrages à réaliser, les instruments à mettre en œuvre et les indicateurs de performance à mobiliser.
- Nécessité de revoir en profondeur le cadre de régulation du secteur de l'électricité et de l'adapter au nouveau contexte induit par l'intégration massive de moyens de production décarbonés et hautement capitalistiques.
- Nécessité de reconstruire un signal-prix crédible du carbone.
- Pertinence d'encourager les investissements dans le secteur de l'énergie dans le cadre du plan de relance de la Commission Européenne et notamment via l'investissement privé, grâce aux systèmes de garantie et d'avances remboursables mis en place avec l'aide de la BEI.

Parc de production électrique actuel des pays de l'UE

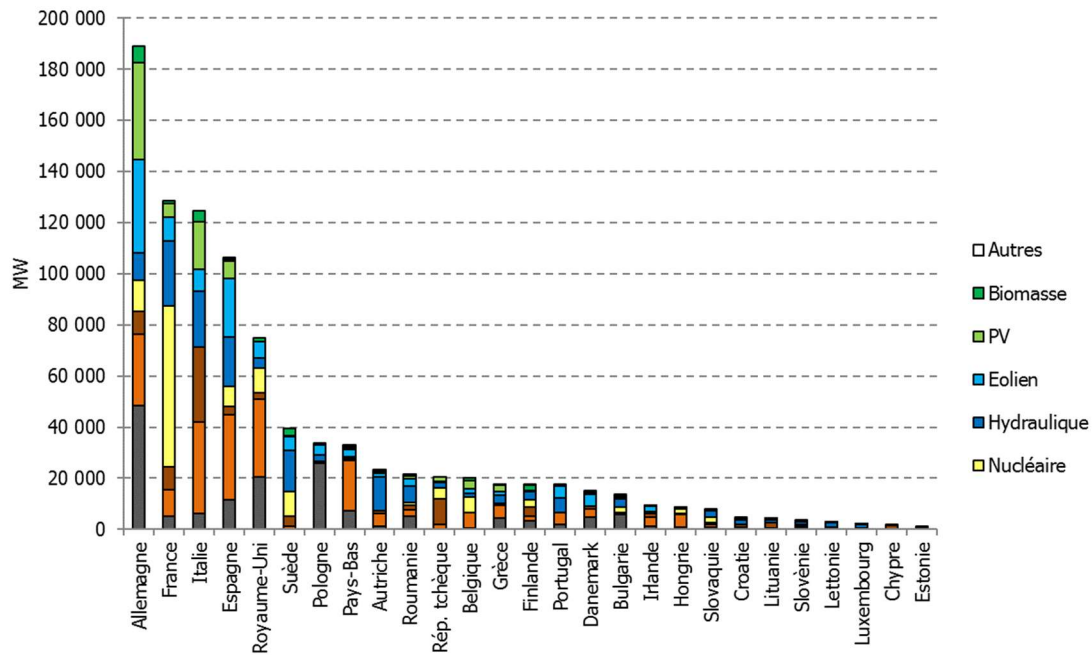


Figure 20 : Capacité installée de production électrique UE 28, 2014

Source: European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSOE (2015)

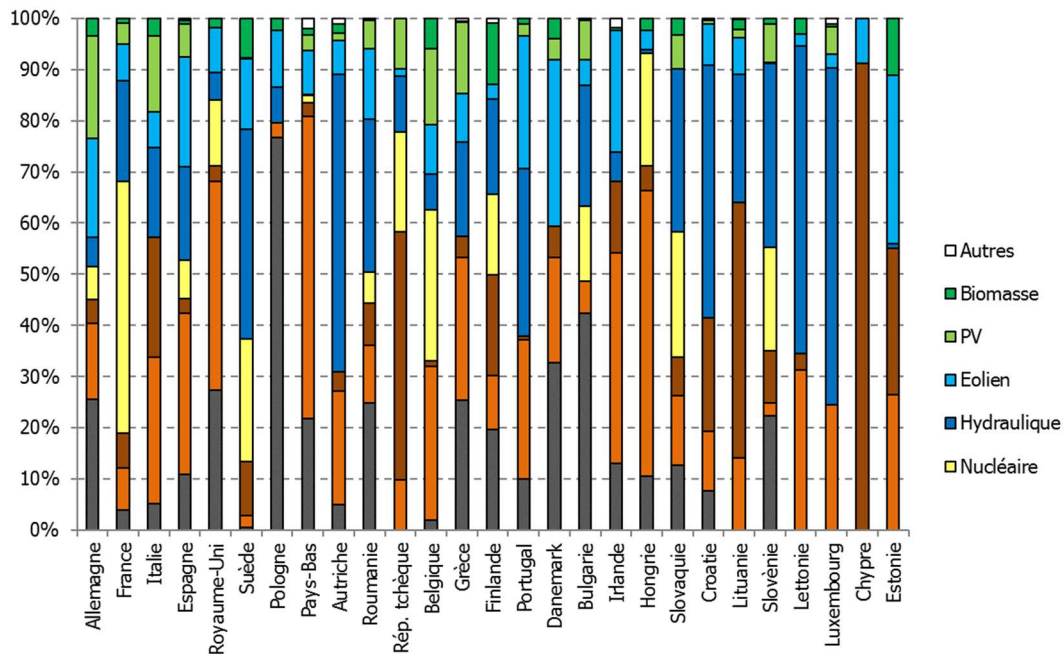


Figure 21 : Capacité installée de production électrique UE 28, 2014

Source: European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSOE (2015)

Le charbon en Europe

Ce sont l'**Allemagne**, la **Pologne**, la **Grèce** et la **Bulgarie** qui disposent des plus grosses réserves de charbon en Europe :

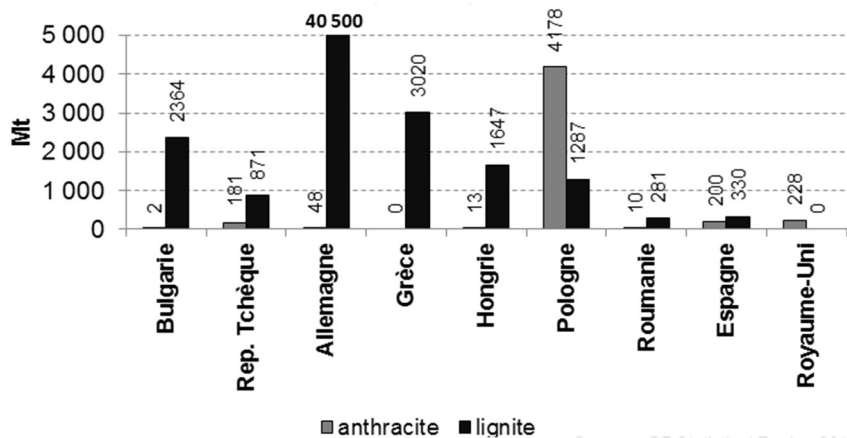


Figure 22 : Réserves prouvées charbon, fin 2014

Source: BP Statistical Review of World Energy, BP (2015).

La production de charbon est globalement en baisse en UE depuis plus de 30 ans. Les principaux producteurs sont la **Pologne**, l'**Allemagne** et dans une moindre mesure la **République Tchèque** :

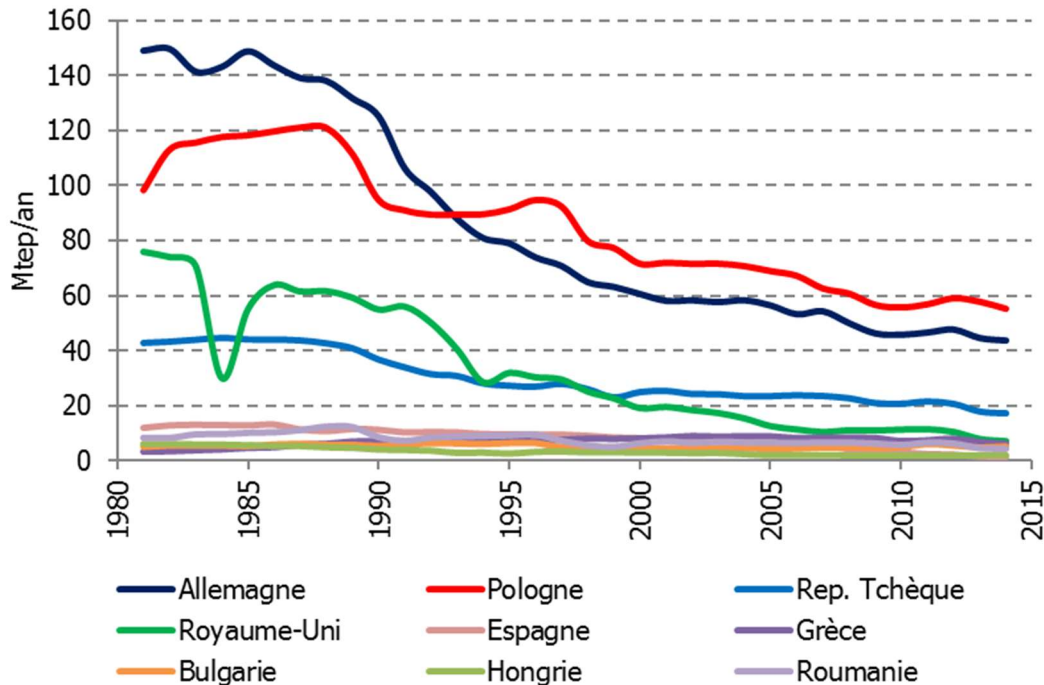


Figure 23 : Production de Charbon par pays dans l'UE28

Source: BP Statistical Review of World Energy, BP (2015).

Les seuls pays européens qui produisent plus de charbon qu'ils n'en consomment sont la **République Tchèque** et la **Pologne**. La **Grèce** et les « **Pays d'Europe Centre-Orientale** » produisent une grande partie du charbon

qu'ils consomment. L'indépendance charbon de l'**Allemagne** est en baisse depuis plus de 30 ans et s'approche des 50%. Le **Royaume-Uni** et l'**Espagne** importent la majorité du charbon qu'ils consomment :

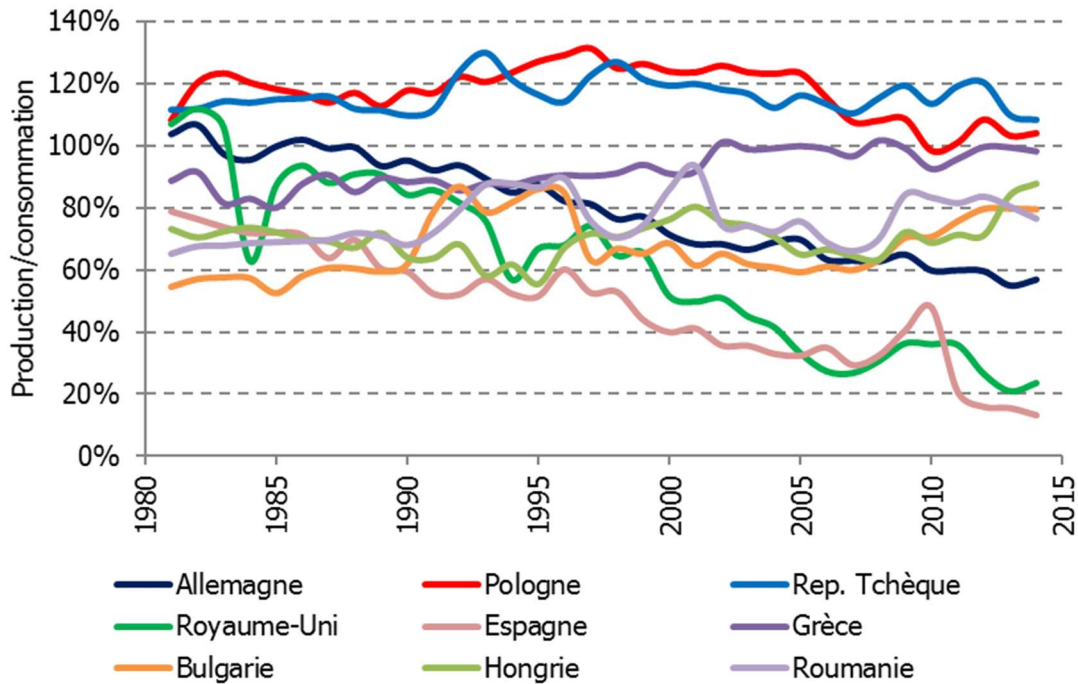
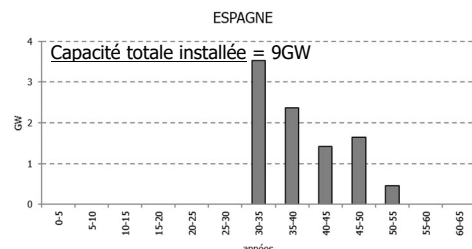
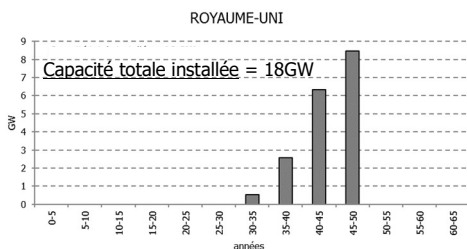
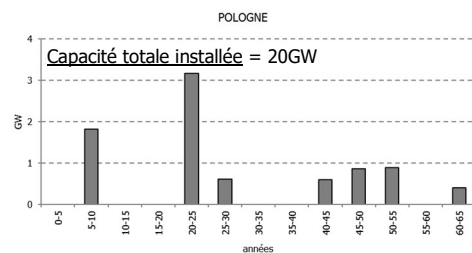
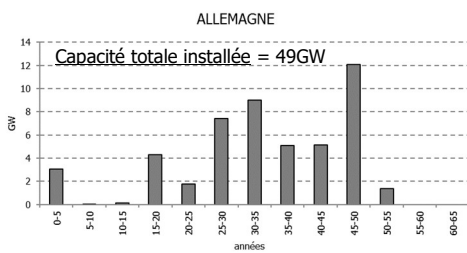


Figure 24 : Indépendance des pays de l'UE28 au Charbon

Source: BP Statistical Review of World Energy, BP (2015).

La situation des différents pays en termes d'âge du parc charbon est assez contrastée :



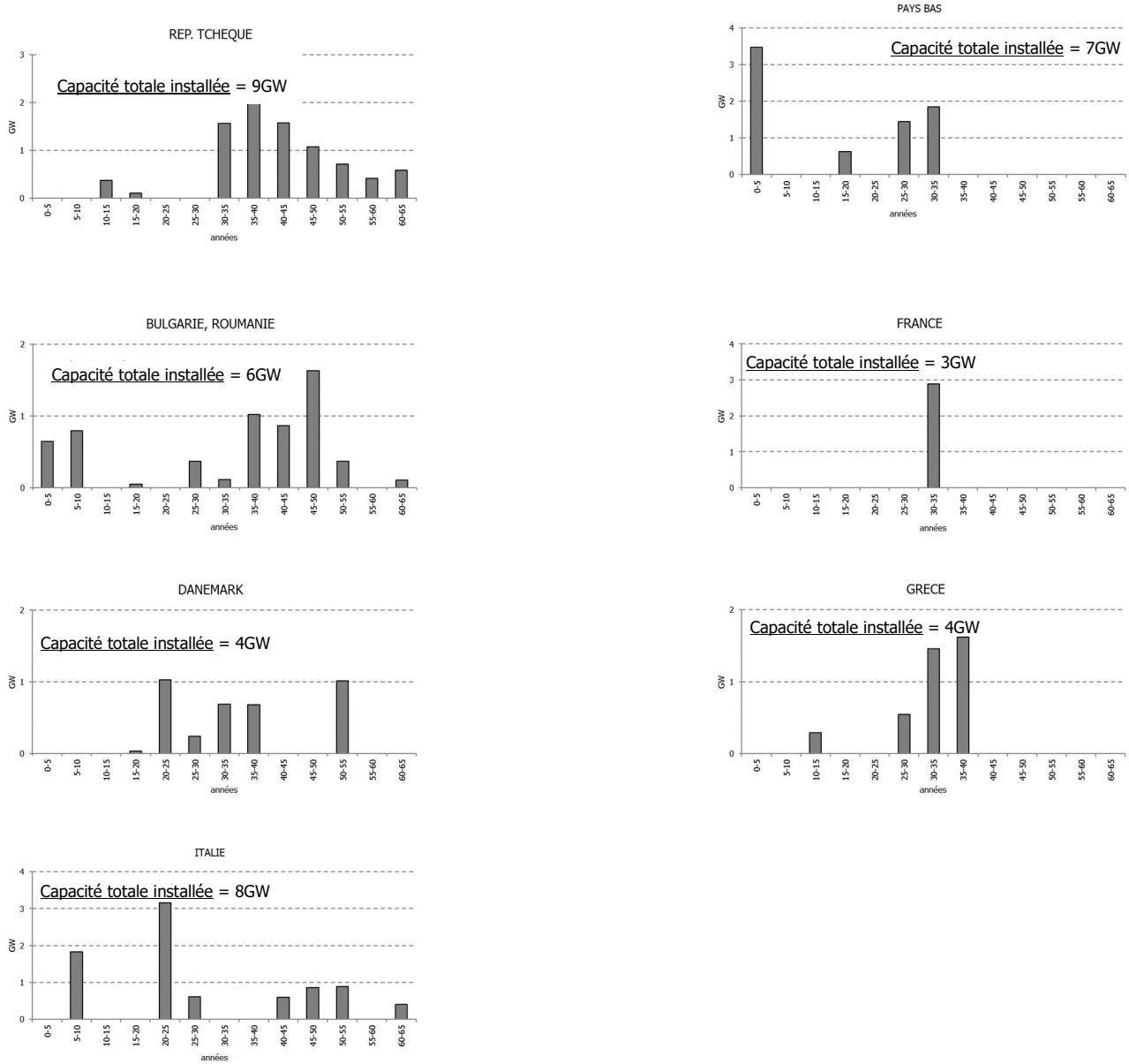


Figure 25 : Âge du parc charbon des principaux pays de l'UE 28

Source: Facts and Figures – Electricity Generation, VGB (2015)