

Etudes prospectives sur différents scénarios du mix énergétique français



Centrale nucléaire de Cattenom

[REDACTED] Yara
ACKERMANN Antoine
[REDACTED] Manon
[REDACTED] Esteban
[REDACTED] Manuel
[REDACTED] Jeanne

Encadrant : RIGO-MARIANI Rémy

Sommaire

Sommaire	1
Introduction	3
Méthodologie	3
RTE Eco-2-mix 2019	3
Explication succincte du travail d'optimisation	5
Hypothèses de travail	5
Scénarios retenus	7
Scénario 1 : étude de différents taux de pénétration d'EnR	7
Etape 1 : Minimisation des OPEX	8
Etape 2 : Minimisation des Émissions	8
Etape 3 : Dimensionnement et Management	10
Capacité d'éoliennes supérieure à la Capacité PV	10
Capacité d'éoliennes supérieure à 1,5 fois la Capacité PV	12
Conclusion	14
Scénario 2 : étude de différents taux de pénétration de véhicules électriques	15
Caractérisation de la consommation des véhicules	15
Demande constante pour les EVs	15
Deux états de demande pour la recharge des EVs	17
Simulations : résultats et analyse	18
Premières simulations - demande constante pour les EVs (1 step)	18
Simulations avec recharge des EVs variable (2 steps)	21
Conclusion	22
Scénario 3 : développement des options de flexibilité	23
Stockage stationnaire par technologies	24
Flexibilité due aux VE (V2G)	25
Demande flexible	26
Résultats	27
Apports des moyens de flexibilités	29
Mix électriques	30
Emissions de CO2	30
Conclusion	31
Conclusion générale	33
Annexes	35
Bibliographie	42

Introduction

Ce projet a pour but d'étudier les scénarios possibles pour le mix électrique français en 2050. Ce sujet est bien évidemment central dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique : 42% des émissions de CO2 mondiales sont issues de la génération d'électricité. [1]. La décarbonation rapide du secteur électrique est primordiale pour diminuer les émissions de CO2 mondiales dans le respect des Accords de Paris. Pour cela, les énergies renouvelables (EnR), et notamment le solaire et l'éolien, sont amenées à jouer un rôle prépondérant. Toutefois, elles sont souvent décriées pour leur intermittence : leur production est fortement dépendante des conditions météorologiques du moment (vitesse du vent et ensoleillement), ce qui peut compliquer la gestion du système électrique basée sur l'équilibre production-consommation à chaque instant. Elles diffèrent en cela des moyens dits "piloteables" (e.g. nucléaire, gaz, charbon et fioul) qui caractérisent les mix électriques classiques. Cette intermittence induit des coûts supplémentaires (par rapport aux moyens de production piloteables) en raison des moyens de flexibilité (stockage, ajustement de la demande, modification des habitudes de consommation, etc.) nécessaires à leur intégration.

Tout l'objectif de ce projet est de quantifier cet éventuel surcoût économique des EnR selon divers taux de pénétration (c'est-à-dire la part de la production d'origine renouvelable dans la production d'électricité totale), en s'assurant du respect des objectifs de réductions des émissions de gaz à effet de serre. Nous avons pour cela choisi de modéliser sous Python et Matlab, les différents scénarios ayant trait au système électrique français en 2050 dans son ensemble (voir la section [Méthodologie](#)) en y appliquant différentes contraintes, correspondant aux trois axes d'études qui seront présentés par la suite. Les calculs de mix énergétiques reposent au final sur la formulation et la résolution de problèmes d'optimisation représentant les objectifs et contraintes considérées.

Méthodologie

RTE Eco-2-mix 2019

Tout le travail se base sur les données fournies par RTE. En particulier, un fichier CSV détaille la consommation et la production par technologie pour chaque année, à pas demi-horaire. [2] L'année de référence choisie est 2019, l'année 2020 ayant été fortement marquée par l'épidémie de Covid-19 ne représente pas les tendances à venir.

Time	Consommation	Fioul	Charbon	Gaz	Nucléaire	Eolien	Solaire	Hydraulique	Taux de Co2
2019-01-01 00:00:00	64207.0	146.0	11.0	3430.0	55577.0	1517.0	2.0	4593.0	25.0
2019-01-01 00:30:00	63162.0	149.0	12.0	3029.0	56211.0	1719.0	2.0	4963.0	23.0
2019-01-01 01:00:00	60923.0	149.0	12.0	2858.0	55039.0	1691.0	2.0	4261.0	22.0
2019-01-01 01:30:00	60729.0	147.0	10.0	2866.0	55269.0	1714.0	2.0	4085.0	22.0
2019-01-01 02:00:00	60127.0	146.0	13.0	2825.0	54950.0	1649.0	2.0	3913.0	22.0
...
2019-12-31 21:30:00	63404.0	485.0	14.0	7060.0	49496.0	3108.0	1.0	9687.0	44.0
2019-12-31 22:00:00	62801.0	479.0	14.0	6893.0	49194.0	3203.0	1.0	9052.0	44.0
2019-12-31 22:30:00	63629.0	471.0	15.0	6782.0	48954.0	3264.0	1.0	8640.0	44.0
2019-12-31 23:00:00	66714.0	491.0	14.0	7144.0	49578.0	3462.0	1.0	9528.0	45.0
2019-12-31 23:30:00	66473.0	404.0	14.0	6898.0	49243.0	3666.0	1.0	9335.0	43.0







Tableau de données de production électrique par filière, de consommation en MégaWatt ainsi que le taux de CO2, toutes les 30 minutes.

De ce fichier a notamment été extrait les courbes normalisées (comprises entre 0 et 1) de disponibilité des EnR (solaire et éolien) à des pas demi-horaires, calculées grâce à la formule :

$$\bar{P}_{t,wind/solar} = \frac{P_{t,wind/solar}}{P_{wind,solar}^{cap}}$$

Où $\bar{P}_{t,wind/solar}$ correspond à la puissance normalisée à chaque pas de temps. Comme présenté plus tard, l'objectif de cette normalisation est de pouvoir tester facilement différents niveaux de pénétration de solaire ou éolien (i.e. capacités installées).

Par ailleurs, RTE fournit également les capacités installées pour chaque technologie, résumées dans le tableau ci-dessous.

	Production				intermittent	
	controllable					
						
	Nuclear	Fuel & Coal	Hydro	Gaz	Wind	Solar
Installed capacities	63,1 GW	6 GW	25,7 GW	12,2 GW	16,5 GW	9,6 GW
Energy production	72 %	1.0 %	11.3 %	7.0 %	6.4 %	2.3 %
Load Factor	69 %	7 %	26 %	35 %	23 %	14 %

Données pour l'année 2019. Source : RTE

Lors de cette année 2019 le parc français a produit 538 TWh. Au total, les français ont consommé 470 TWh. La différence entre énergie produite et consommée s'explique par les exportations d'électricité avec les pays interconnectés avec la France (exportation systématique en moyenne sur chaque année).

Explication succincte du travail d'optimisation

Résoudre un problème d'optimisation consiste en la minimisation/maximisation d'une fonction objectif mettant en jeu plusieurs variables. Ces variables peuvent être soumises à une ou plusieurs contraintes, qui représentent les modèles d'opération des systèmes sous la forme d'égalités ou d'inégalités. Pour le cas présent, la fonction en question est celle des coûts totaux (ou des émissions de CO₂), qui fait intervenir les capacités installées pour chaque technologie de production et de stockage (coûts CAPEX) ainsi que la production de chacune de ces technologies à chaque pas de temps demi-heure (utilisée pour le calcul des coûts OPEX). Par exemple, si nous considérons 7 technologies de production d'électricité, cela représente 7 (les capacités installées de chaque production) + $48 * 365 * 7$ (un pas toutes les demies-heures fois 365 jour dans l'année, et ce pour chaque technologie de production) = 122,647 variables mises en jeu dans la fonction objectif à minimiser.

Les contraintes peuvent porter sur une ou plusieurs variables à la fois. Par exemple, la contrainte $P=C$ (production=consommation) de stabilité du réseau, implique que pour les $48*365 = 17520$ pas de temps, la somme de la production électrique doit être égale à la consommation d'électricité.

Compte tenu du nombre de variables et de contraintes mises en jeu, le travail d'optimisation a été réalisé par ordinateur, avec les outils suivants selon les préférences de chacun :

- Matlab
- Le module *pyomo* de Python et le solveur *cplex*

Hypothèses de travail

Le système électrique est extrêmement complexe, aussi nous avons dû faire quelques simplifications pour pouvoir produire des résultats dans le temps qui nous était imparti. Les hypothèses faites sont les suivantes :

- **Système initial vierge (“*green field*”)** : on suppose que toutes les capacités sont à construire à l'année 0. Dans la réalité, il faudrait prendre en compte ce qui existe actuellement et simuler les constructions/mises hors service de chaque moyen de production chaque année jusqu'à 2050 (on parle alors de simulations dynamiques plus compliquées à mettre en œuvre).
- **Année 2019 choisie comme référence** : on suppose par la suite (sauf mention contraire), que le profil de consommation ainsi que le profil des EnR intermittentes sont les mêmes chaque année

- **Pas de réseau électrique** : pas de problématique de congestion ou de raccordement des EnR au réseau. Les lignes du réseau et les contraintes potentielles en courant/tension ne sont pas représentées.
- **Pas d'import/Export**: toute l'électricité doit être produite/consommée dans le pays.
- **Coûts d'opération et d'installation constants, facteurs d'émissions constants** : nous ne prenons pas en compte les réductions de coûts des technologies, ni les diminutions des facteurs d'émissions amenés par la capture du carbone par exemple. Les coûts et facteurs d'émission utilisés sont résumés dans le tableau suivant pour les aspects installations/opérations (coûts d'opération nul pour les renouvelables).

Technologie	CAPEX en €/kWe	OPEX en €/MWh	Facteurs d'émission en gCO2/kWh
Charbon CHP	1904	86	1058
Gaz	928	100	418
Hydraulique	-	0	6
Nucléaire	3065	30	6
Photovoltaïque	784	0	25
Eolien	1223	0	14

Tableau 1 : CAPEX, OPEX et facteurs d'émissions des moyens de production [3]

- **Une technologie = une centrale** : chaque technologie de production d'électricité est considérée comme un unique générateur équivalent. En pratique, cela implique notamment que l'espace possible des capacités installées est continu. Ce n'est pas le cas dans la réalité : par exemple, la plus petite unité de puissance nucléaire est le réacteur, d'au moins 900 MWe.
- **Contraintes sur l'hydraulique** : l'hydraulique ne peut pas produire à sa puissance nominale tout au long de l'année, dans la mesure où le niveau d'eau dans le lac de retenue doit être assez élevé pour pouvoir produire de l'électricité. Pour prendre en compte la saisonnalité du niveau de remplissage d'eau, nous supposons que la somme de ce qui est produit chaque mois par l'hydraulique dans l'optimisation ne peut être supérieur à l'énergie mensuelle pour l'année de référence 2019. Mathématiquement :

$$\sum_{t \in \text{mois}} P_{hydro,t} \leq P_{month,2019}^{cap}$$

- **Contrainte sur le nucléaire (*ramping*)** : les variations de puissance du nucléaire entre deux pas de temps successifs sont limitées à 6% par demie-heure. [4]
- **Stockage générique** : dans les premières simulations, un stockage générique (purement mathématique) est mis en place pour absorber les surplus d'EnR. Les technologies de stockage sont considérées dans le dernier jeu de simulation.
- **Pas d'électricité d'origine biomasse**

D'autres hypothèses spécifiques à chaque scénario seront détaillées par la suite.

Scénarios retenus

Étant un groupe de 6, par équipe de deux, nous nous sommes répartis le travail en trois scénarios, détaillées ci-dessous :

Scénario 1 : différents taux de pénétration d'EnR	Scénario 2 : différents taux de pénétration de véhicules électriques	Scénario 3 : étude du stockage et de la flexibilité
<ul style="list-style-type: none"> ● Profil de charge fixe ● Stockage virtuel ● Variation de la pénétration d'EnR entre 25 et 100% <p>Solution sur les capacités, les coûts et les émissions de CO2</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● 50% d'EnR ● Variation du taux de véhicule électrique (EV) ● Stockage virtuel générique ● Variation de la pénétration d'EnR de 25 à 100% <p>Solution sur les capacités, les coûts et les émissions de CO2</p>	<ul style="list-style-type: none"> ● Profil de charge fixe ● Variation de la pénétration d'EnR entre 25 et 100% ● Utilisation du stockage et autres technologies de flexibilité (Vehicle-to-Grid et effacement de charge)

Les résultats de chaque scénario sont présentés dans la suite de ce rapport.

Scénario 1 : étude de différents taux de pénétration d'EnR

Récemment, le Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE), a publié le rapport: "Futurs énergétiques 2050" qui explique qu'un mix électrique décarboné et 100% renouvelable est techniquement réalisable d'ici 2050. Cependant, les problèmes de stockage et d'intermittence des EnRs nous font nous questionner sur la possibilité d'un tel objectif. Pour mieux comprendre les conditions qui

doivent être remplies afin d'assurer l'intégration d'une grande part d'énergies renouvelables dans le mix électrique français, nous allons faire varier le pourcentage d'intégration des EnRs entre 22% et 100%.

Plusieurs scénarios sont représentés avec une part des énergies renouvelables différentes mais avec une énergie consommée à l'année considérée comme constante, égale à 470,5 TWh.

Dans un premier temps, le but est d'essayer de minimiser les coûts OPEX et/ou les émissions de CO2 en modifiant le pourcentage de la part des EnR et en changeant les capacités installées à la main. Les ordres de grandeurs de ces capacités installées sont pris depuis le rapport de RTE, voir [méthodologie](#). Ensuite, la partie de dimensionnement nous permet d'avoir une idée sur la capacité installée nécessaire pour chaque pourcentage d'intégration d'EnR.

Etape 1 : Minimisation des OPEX

Pour chaque pourcentage d'énergies renouvelables, on cherche une répartition des différentes sources qui nous permet de minimiser, en premier lieu, les coûts OPEX et en deuxième lieu, les émissions CO2. Pour cela, on prend en compte différentes hypothèses:

- Contrainte sur l'hydraulique par mois
- Contrainte de ramping du nucléaire
- Contrainte d'énergie fossile: 5% de la charge (seulement pour le cas de 2019 avec 22% d'EnR)
- Stockage générique: 0€ pour les coûts et 0 émission considérée.
- Contrainte sur le pourcentage minimum d'énergie renouvelable: on impose le pourcentage requis pour simuler chaque scénario.

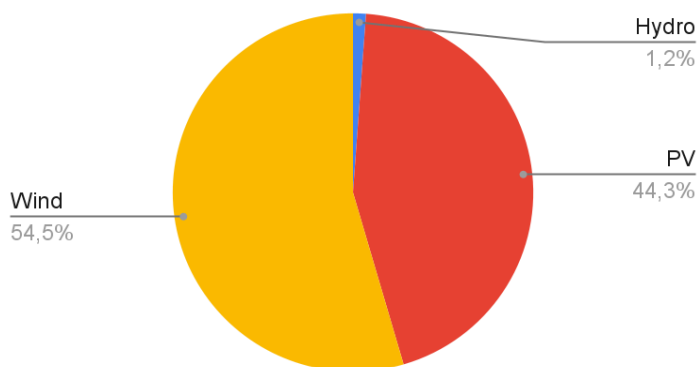
Les résultats de cette minimisation des OPEX pour différents pourcentage d'énergies renouvelables sont en Annexe.

Etape 2 : Minimisation des Émissions

Sur le même principe, nous avons minimisé les émissions carbone pour différents pourcentages d'énergie renouvelable.

- 100% EnR

100% EnR: Minimisation des émissions



Source	Production (TWh)	Pourcentages	Capacité installée (GW)	
Hydro	7	1,5%	25,70	
PV	269	57,2%	213,00	
Wind	331	70,4%	162,00	
Nucléaire	0	0,0%	0,00	
Gaz	0	0,0%	0,00	
Charbon	0	0,0%	0,00	
Fioul	0	0,0%	0,00	
EnR	EnR	129,0%	Total	400,70

<i>Coût Minimisé (€)</i>	0 milliard
<i>Émissions (kg/MWh)</i>	24,27

On arrive à un résultat de 24.27kg/MWh soit la moitié des émissions actuelles (environ 50 kg/MWh avec notre mix électrique actuel).

Evolution des coûts et émissions:

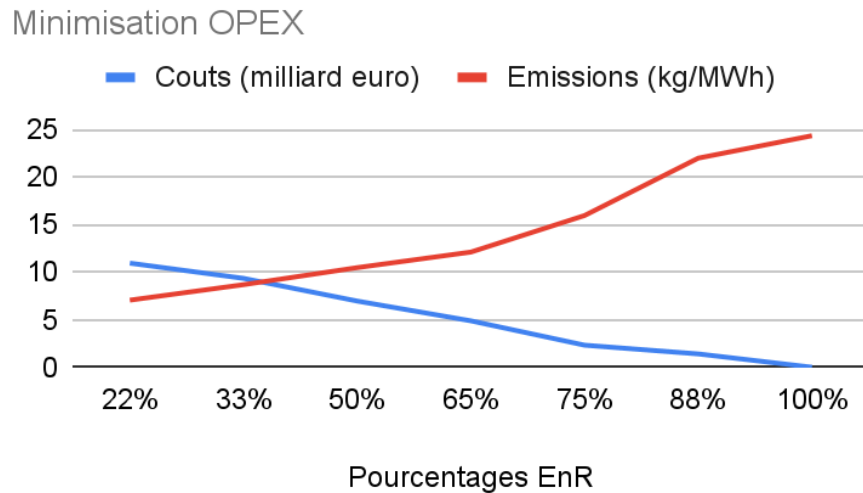


Figure 1.1 : Courbe de coût OPEX et émissions selon différents pourcentages d'énergies renouvelables

Comme on considère qu'il n'existe pas de coûts de production des énergies renouvelables, on trouve que lorsque le pourcentage des renouvelables augmente les coûts diminuent, jusqu'à avoir un mix énergétique de 100% EnR ou les coûts de production deviennent alors nuls. En revanche, les émissions augmentent avec une part d'EnR de plus en plus importante. Ces émissions sont dues principalement à l'installation des sources renouvelables (fabrication des panneaux solaires, turbines éoliennes,...).

Etape 3 : Dimensionnement et Management

1) Capacité d'éoliennes supérieure à la Capacité PV

Dans cette nouvelle étape, nous avons décidé d'optimiser les capacités installées. En augmentant pas à pas le pourcentage d'intégration des EnR, la capacité installée du nucléaire va diminuer tandis que celles des panneaux solaires et des éoliennes vont augmenter. Comme les prix d'installation des panneaux solaires sont plus faibles que ceux des éoliennes, notre programme installe uniquement des panneaux solaires. Afin d'être plus proche de la réalité, nous avons décidé de mettre une contrainte sur la capacité installée d'éoliennes, qui doit être supérieure ou égale à la capacité installée des panneaux solaire .

Capacités installées selon différents

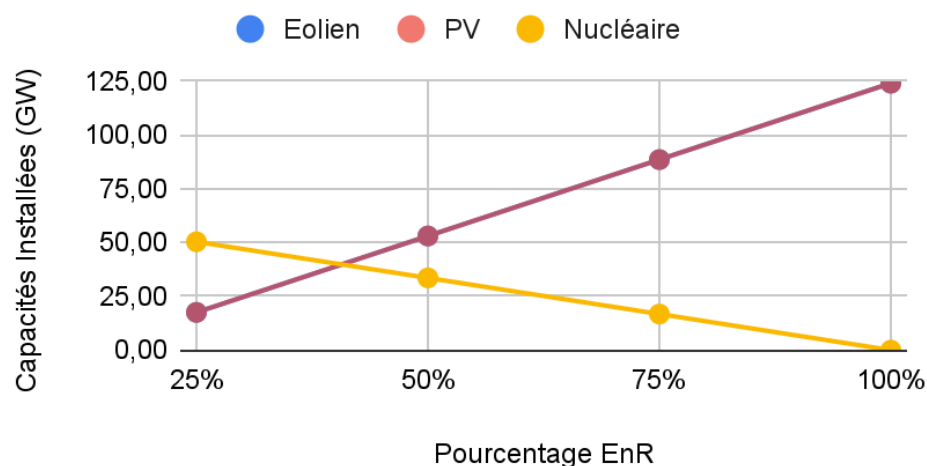


Figure 1.2 : Courbe de capacités installées selon différents pourcentages d'énergies renouvelables

Les courbes de PV et éolien sont confondues ce qui signifie que pour ces deux technologies ont la même valeur de capacité installée. Au fil de l'augmentation du pourcentage d'EnR, on constate, comme prévu, une augmentation des capacités éolien et PV et une diminution du nucléaire. On peut alors comparer les capacités obtenues par simulation et celle actuelle de la France et de l'Europe.

On peut ainsi voir qu'en 2019, la France était proche des 25% d'EnR. Pour atteindre les 100% d'EnR il faudrait installer en France un peu plus que la capacité totale installée de PV en Europe, et un peu moins de la capacité totale installée d'éolienne en Europe, ce qui est très conséquent.

Capacité installée (GW)	Scenarior 25% EnR	Scenarior 50% EnR	Scenarior 75% EnR	Scenarior 100% EnR	France (2019)	Europe (2019)
Nucleaire	50,35	33,56	16,78	0	60,6	105
Eolien	17,54	53,04	88,54	124,05	16	167
PV	17,54	53,04	88,54	124,05	10.07	117,1

En ce qui concerne les coûts, les OPEX: "operational expenditure" en anglais, sont les coûts d'exploitation ou de production chaque année. L'OPEX des énergies renouvelables est très faible et il est alors considéré comme égal à zéro. Cependant, les nouvelles installations requises pour atteindre l'objectif de 100% EnR, se traduisent par une augmentation des coûts CAPEX: Capital expenditures, qui représentent les coûts d'investissement. En plus, on analyse aussi les coûts TCO: "Total Cost of Ownership", qui sont utilisés pour désigner le coût du cycle de vie. On peut observer que ce dernier diminue jusqu'à être seulement égal à la valeur des CAPEX pour 100% d'énergie renouvelable.

Coûts selon les différents pourcentages

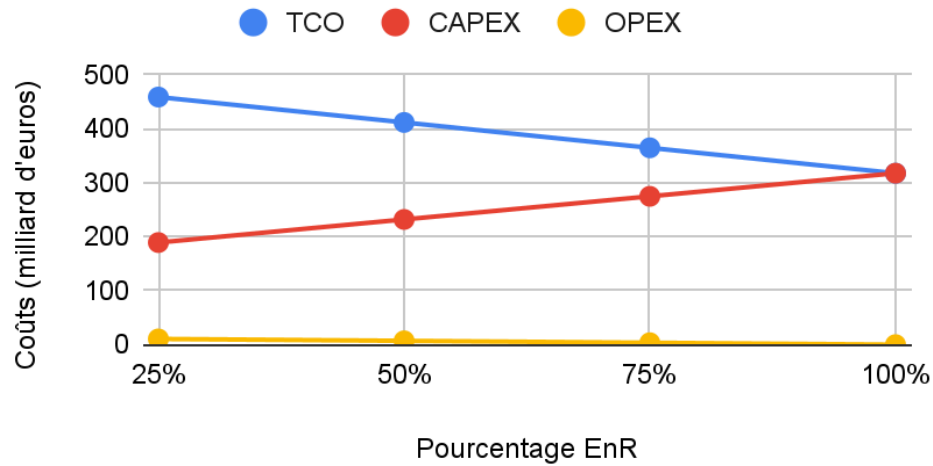


Figure 1.3 : Courbe de coûts OPEX, CAPEX et TCO selon différents pourcentages d'énergies renouvelables

2) Capacité d'éoliennes supérieure à 1,5 fois la Capacité PV

Les tendances actuelles en France et en Europe montrent qu'il y a plus de capacité installée d'éolienne que de PV. Nous avons donc aussi réalisé notre simulation avec la contrainte : la capacité éolienne est supérieure à 1.5 fois la capacité PV.

Capacités installées selon différents

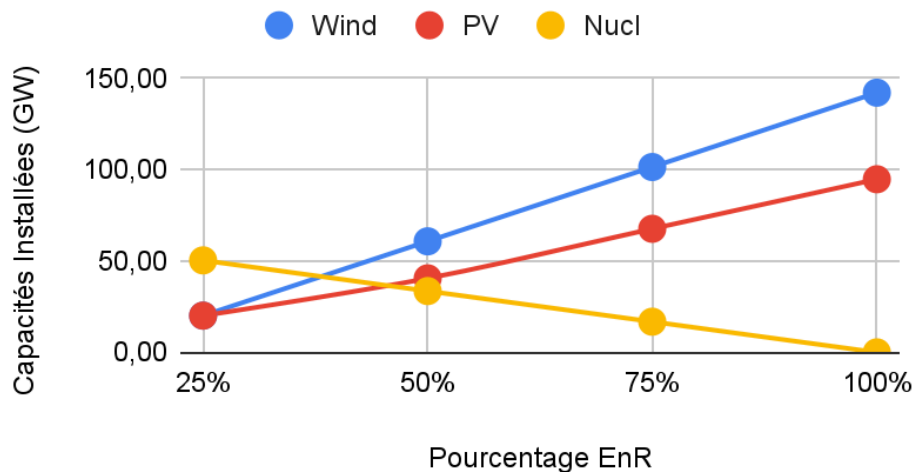


Figure 1.4 : Courbe de capacités installées selon différents pourcentages d'énergies renouvelables

Cette fois-ci les courbes de capacités installées du PV et de l'éolien ne sont plus superposées, on peut de nouveau comparer les capacités obtenues à celle installée en France et en Europe. On peut également voir qu'un scénario 100% EnR impliquerait d'installer l'actuelle capacité totale d'Europe de PV et d'éoliennes en France.

Capacité installée (GW)	Scénario 25% EnR	Scénario 50% EnR	Scénario 75% EnR	Scénario 100% EnR	France (2019)	Europe (2019)
Nucléaire	50,35	33,56	16,78	0	60,6	105
Eolien	20,10	60,78	101,46	142,14	16	167
PV	13,40	40,52	67,64	94,76	10,07	117,1

Comme les coûts CAPEX de l'éolienne sont plus élevés que ceux des panneaux solaires, les coûts CAPEX totaux dans le mix 100% renouvelables sont plus élevés que précédemment (où la capacité installée d'éolienne était égale à la capacité installée de PV).

Coûts selon les différents pourcentages

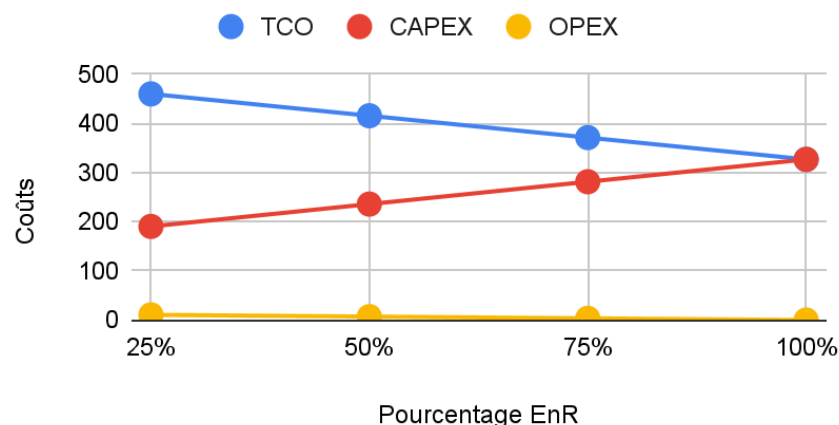


Figure 1.5 : Courbe de coûts OPEX, CAPEX et TCO selon différents pourcentages d'énergies renouvelables

De plus pour ces deux simulations nous pouvons comparer les émissions CO₂ émises en kg/MWh. Comme précédemment les émissions CO₂ augmentent quand le pourcentage d'ENR augmentent. Cela est dû au fait que les énergies renouvelables émettent lors de leur fabrication et installation mais pendant leur fonctionnement il n'émet pas. Cependant cela reste très inférieur aux émissions de notre mix électrique actuel qui sont aux alentours de 50 kg/MWh. On peut observer sur le graphique une légère différence d'émissions entre les deux simulations car les éoliennes émettent moins d'émissions que les panneaux solaires.

Emissions CO2 en kg/MWh selon les différents pourcentages d'EnR

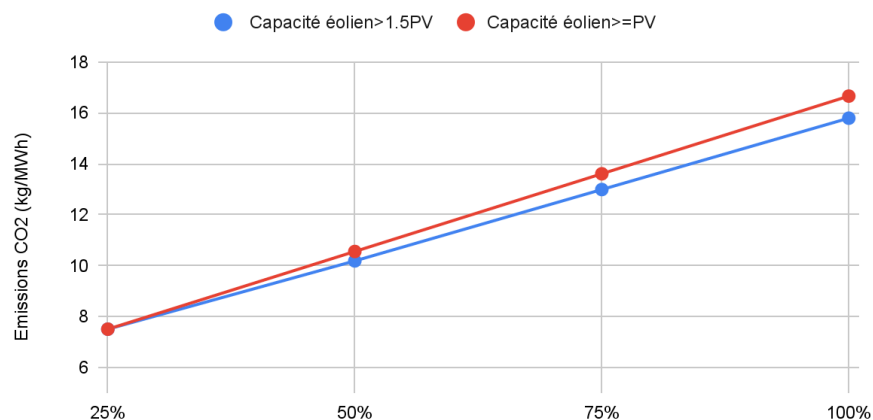


Figure 1.6 : Courbe des émissions CO2 selon différents pourcentages d'énergies renouvelables

Conclusion

Ces simulations nous ont permis d'avoir un ordre d'idée des capacités d'énergies renouvelables à installer, en France, afin d'atteindre différents taux d'intégration des EnR dans le mix électrique. Cette quantité est conséquente, il faudra quelques années avant de l'atteindre. Nous avons pu observer qu'installer plus d'énergie renouvelable était plus rentable au niveau du coût actualisé sur la durée de vie des systèmes de production. Cependant le niveau d'émission augmenterait à cause des émissions CO2 lors de la fabrication et de l'installation.

Scénario 2 : étude de différents taux de pénétration de véhicules électriques

D'ici à 2050, le nombre de véhicules électriques (EVs) connaîtra une augmentation considérable suite à l'interdiction de vente de véhicules thermiques prévue par la commission européenne à partir de 2035. L'utilisation accrue des véhicules électriques va générer une demande additionnelle sur le réseau afin de pouvoir recharger les véhicules

La part de véhicules électriques dans le parc automobile français qui sera atteinte en 2050 est encore difficile à prédire. C'est pourquoi il est intéressant de faire varier la pénétration des EVs dans les simulations et d'en analyser les conséquences sur le mix électrique et notamment les capacités installées.

1) Hypothèses

Hypothèse générale

On estime que le parc de véhicules en 2050 sera le même que celui établi en janvier 2019 avec cependant une grande augmentation des EVs dont on fait varier la pénétration dans les simulations.

Hypothèses supplémentaires :

- Les simulations sont réalisées sur la base du scénario de référence de 2019 et on réalise une optimisation sur les prix avec des capacités installées variables.
- Le stockage est virtuel/générique
- On fait varier la part des ENR dans la production totale d'énergie entre 25% et 100% avec un pas de 25%.
- On pose une contrainte sur la capacité installée du solaire et de l'éolien : elles doivent être égales.

2) Caractérisation de la consommation des véhicules

Afin de pouvoir estimer les besoins d'énergie pour alimenter les véhicules électriques, il est nécessaire de caractériser la consommation des véhicules. Il s'agit au final d'obtenir une courbe de consommation électrique s'ajoutant au profil de base considéré dans les simulations. Deux hypothèses différentes sont analysées pour représenter la pénétration des véhicules électriques dans le mix électrique français :

- **Demande constante pour les EVs :** Dans ces scénarios, on ajoute une charge additionnelle constante dans les consommations électriques pour la recharge des EVs. - puissance de charge constante en moyenne sur l'année
- **Deux états de demande de recharge pour les EVs :** Dans ces scénarios, on fait l'hypothèse que les particuliers rechargent leur véhicules électrique entièrement et uniquement la nuit entre 18h et 8h. Les autres véhicules (VUL et poids lourds), peuvent, eux, être rechargés à tout moment de la journée. On a donc deux niveaux de demande pour les EVs dans ces scénarios.

1. Demande constante pour les EVs

En 2019, 51336 milliers de m3 de carburant ont été nécessaire pour alimenter le parc automobile français

; comprenant 11 053 milliers de m3 d'essence et 40 283 milliers de m3 de diesel. [5]

On calcule l'énergie correspondante à cette quantité de carburant.

Essence : Pouvoir calorifique = 35 475 kJ/L = 9,83 kWh/L

Gazole (diesel) : Pouvoir calorifique = 38 080 kJ/L = 10,58 kWh/L

	<i>Conso 2019 (en milliers de m³)</i>	<i>Conso 2019 (en milliers de L)</i>	<i>Pouvoir calorifique (kWh/L)</i>	<i>Energie (TWh)</i>
<i>Essence</i>	<i>11053</i>	<i>11 053 000</i>	<i>9,83</i>	<i>108,651</i>
<i>Gazole</i>	<i>40283</i>	<i>40 283 000</i>	<i>10,58</i>	<i>426,194</i>

Tableau 2.1: Calcul de l'énergie consommée en 2019 par les véhicules thermiques

Total Energie= 534,845 TWh en 2019

En réalité, les besoins énergétiques sont de 30% de l'énergie totale utilisée pour les voitures thermiques (car le moteur a un rendement d'environ 30%) soit : **160,454 TWh**.

Cela signifie que si le parc automobile est 100% électrique en 2050, le réseau électrique devra fournir sur une année 160,5 TWh supplémentaires pour permettre de répondre à la demande des usagers.
(Cela représente environ 25% de la consommation électrique totale de 2019)

On obtient alors la demande d'électricité liée aux EVs en fonction de la part de ces derniers dans le parc automobile :

Part intégration des EVs	100%	60%	30%	0%
Energie nécessaire sur une année	160,45 TWh	96,27 TWh	48,14 TWh	0 TWh
Demande de puissance moyenne supplémentaire à chaque pas de temps (avec pas de temps = ½ heure)	9,158 GW	5,495 GW	2,747 GW	0 GW

Tableau 2.2: Demande électrique liée aux EVs en fonction de leur intégration

2. Deux états de demande pour la recharge des EVs

Pour ces simulations, on souhaite se rapprocher d'une demande plus réaliste. On fait alors l'hypothèse que les particuliers rechargent leur véhicules électrique entièrement et uniquement la nuit entre 18h et 8h. Les autres véhicules (VUL et poids lourds), peuvent, eux, être rechargés à tout moment de la journée. On a donc deux niveaux de demande pour les EVs dans ces scénarios.

On caractérise alors la consommation des **voitures particulières** : [5]

	<i>Conso 2019 (en milliers de m³)</i>	<i>Conso 2019 (en milliers de L)</i>	<i>Pouvoir calorifique (kWh/L)</i>	Energie (TWh)
<i>Essence</i>	<i>10330</i>	<i>10 330 000</i>	<i>9,83</i>	101,544
<i>Gazole</i>	<i>20445</i>	<i>20 445 000</i>	<i>10,58</i>	216,308

Tableau 2.3: Calcul de l'énergie consommée en 2019 par les véhicules particuliers thermiques

Total_Energie_nécessaire_véhicules_particuliers= 95,356 TWh en 2019.

60% de l'énergie annuelle liée au transport est utilisée par les véhicules particuliers.

Ainsi, Total_Energie_autres_véhicules = 160,454 - 95,356 = 65,098 TWh

On construit alors le profil de charge par jour :

Pour 100% de véhicules électrique dans le parc automobile, on a :

Puissance moyenne nécessaire sur un pas de temps (d'½ heure)	Entre 18h et 8h	Entre 8h et 18h
Pour les véhicules particuliers	9,33 GW	0 GW
Pour les autres véhicules (VUL et poids lourds)	3,72 GW	3,72 GW
Total	13,05 GW	3,72 GW

Tableau 2.4: *Calcul de la puissance moyenne nécessaire en chaque pas de temps pour la recharge des véhicules électriques avec une intégration de 100%*

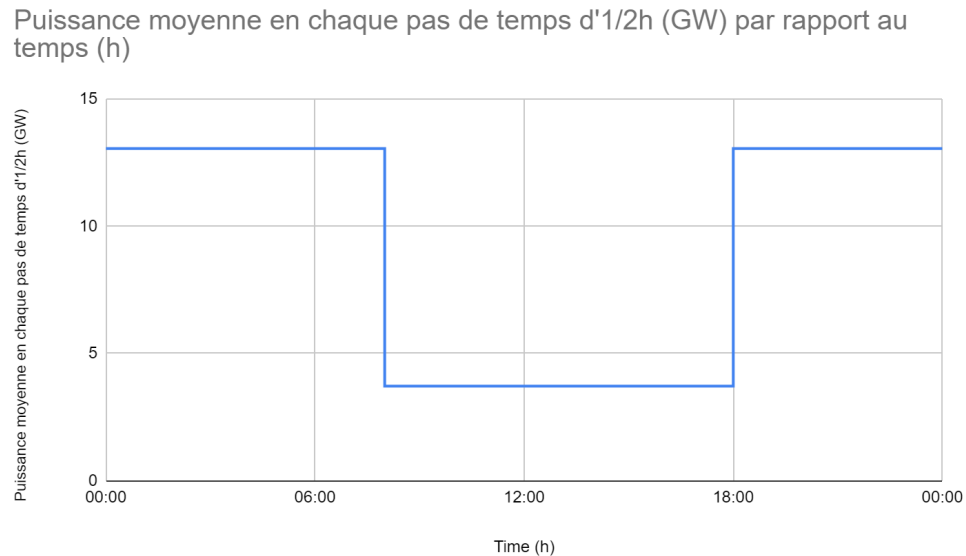


Figure 2.1: *Puissance moyenne ajoutée en chaque pas de temps pour la recharge des véhicules électriques en fonction du temps.*

3) Simulations : résultats et analyse

1. Premières simulations - demande constante pour les EVs (1 step)

On décide de faire varier la pénétration des EVs de 0 à 100%.

On s'intéresse alors à l'évolution de la capacité installée nécessaire pour le nucléaire, l'éolien et le solaire ainsi qu'aux émissions de gaz à effet de serre de l'électricité produite par MWh pour chacune des hypothèses..

Les résultats sont rassemblés dans les graphiques suivants.

- **Evolution de la capacité installée de nucléaire :**

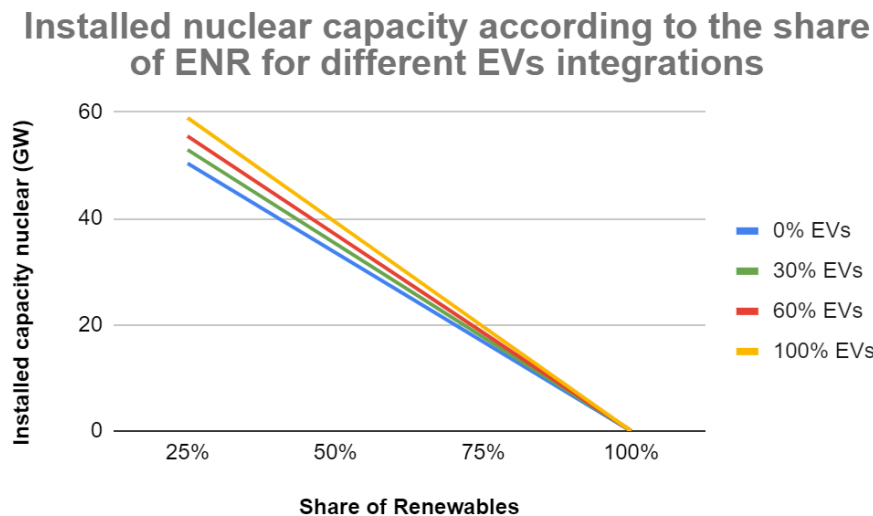


Figure 2.2: Capacité installée de nucléaire en fonction de l'intégration des EnR pour différentes pénétrations d'EVs.

On remarque ici que lorsque la part des EVs dans le parc automobile français est de 100%, la capacité installée de nucléaire est d'environ 9 GW de plus qu'avec 0% d'EVs lorsque l'on se situe à 25% d'EnR. Soit environ 17% plus élevée.

La part de cette capacité additionnelle n'évolue pas avec la pénétration des ENR mais elle est proportionnelle à la part d'intégration des voitures électriques.

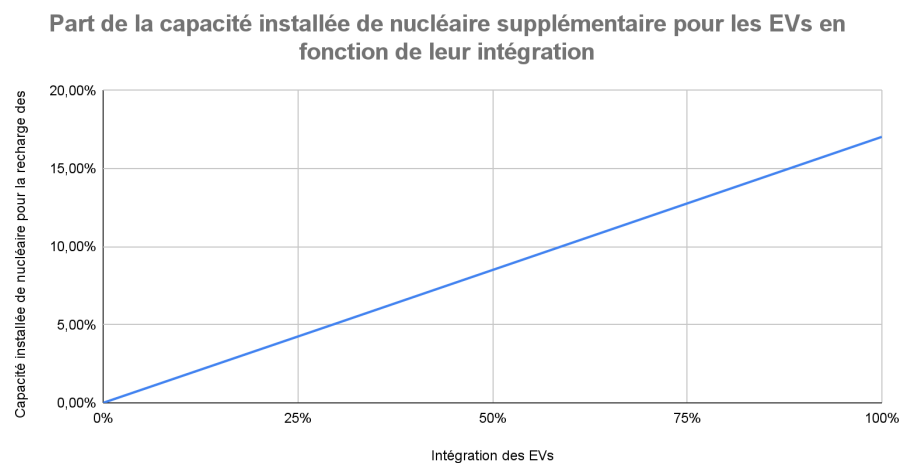


Figure 2.3: - Part de la capacité installée de nucléaire supplémentaire pour la recharge des EVs en fonction de leur intégration.

- **Evolution de la capacité installée de solaire et d'éolien :**

On rappelle que les capacités installées de solaire et d'éolien sont contraintes, dans ce set de scénarios, à être égales.

Evolution of wind and solar capacity according to the share of ENR for different EVs integrations

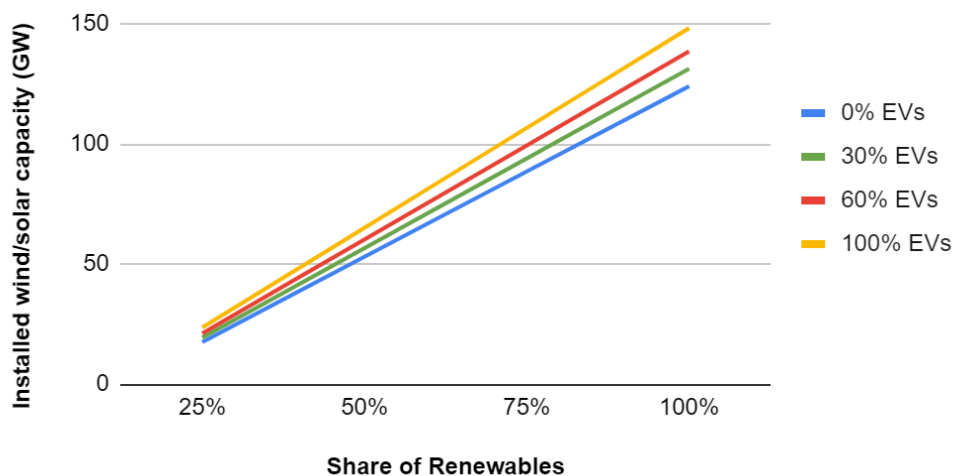


Figure 2.4: - Evolution des capacités installées de solaire et d'éolien en fonction de l'intégration des EnR pour différentes pénétrations d'EVs.

La capacité installée de l'éolien et du solaire additionnelle pour la recharge des EVs augmente avec la part des renouvelables. Contrairement au nucléaire, la part de cette capacité installée additionnelle n'évolue pas linéairement avec la pénétration des EnR. Cela s'explique par le fait que ces sources d'énergies dépendent des conditions météorologiques et ne sont pas pilotables.

En raison de leur intermittence, l'éolien et le solaire nécessitent un ajout de capacité installée plus important que le nucléaire lorsque que l'on ajoute des EVs pour être en mesure d'assurer la production lorsque la demande est haute et que les conditions météo ne sont pas optimales.

- **Evolution des émissions de CO2 du mix électrique :**

On s'intéresse également aux émissions de CO2 d'un MWh produit pour nos différents scénarios.

Evolution CO2 emissions according to the share of ENR for different EVs integrations

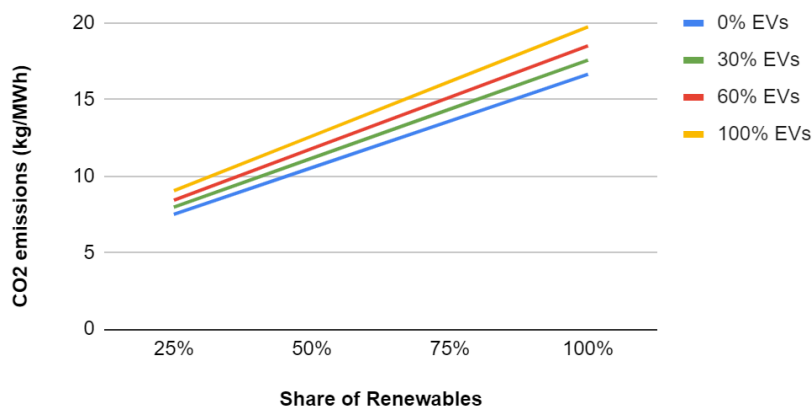


Figure 2.5: Évolution des émissions CO2 en fonction de l'intégration des EnR pour différentes pénétrations d'EVs.

Les émissions CO2 d'un MWh d'électricité produite sont plus élevées en présence de voitures électriques car celles-ci impliquent une demande additionnelle, donc plus de capacité installée, ce qui représente l'essentiel des émissions pour le nucléaire et le renouvelable.

2. Simulations avec recharge des EVs variable (2 steps)

Ici encore, on fait varier la pénétration des EVs de 0 à 100%. On observe alors en quoi la recharge variable va impacter les précédents résultats.

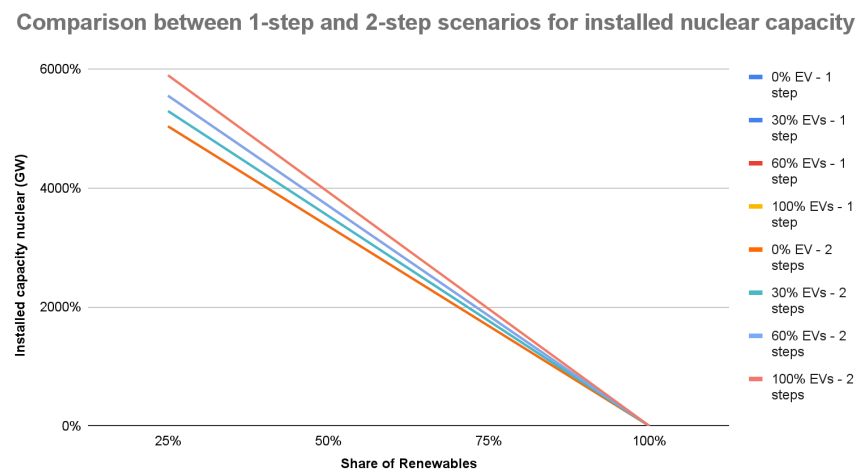


Figure 2.6: Évolution des capacités installées de nucléaire en fonction de l'intégration des EnR pour différentes pénétrations d'EVs pour les deux sets de scénarios.

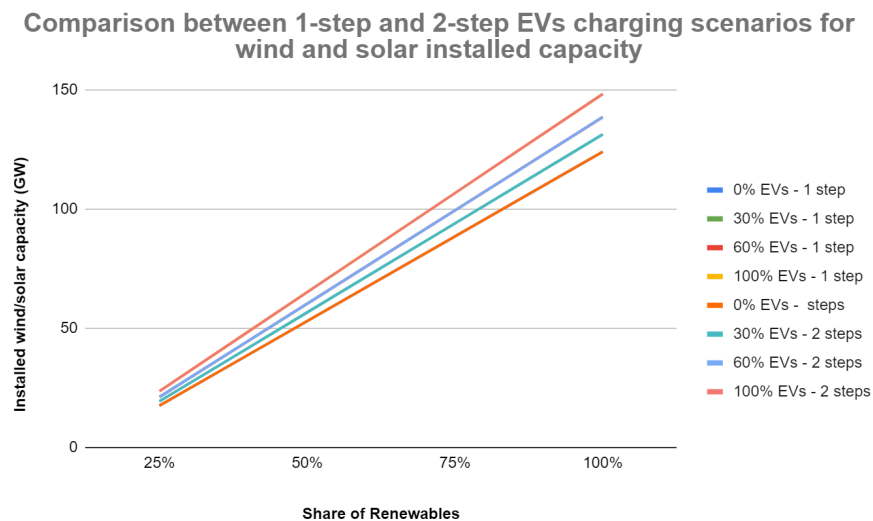


Figure 2.7: Évolution des capacités installées de solaire et d'éolien en fonction de l'intégration des EnR pour différentes pénétrations d'EVs pour les deux sets de scénarios.

On remarque que les résultats obtenus pour la recharge en 1-step ou 2-step sont équivalents en termes de capacité installée (les courbes sont confondues). Ainsi, les capacités installées nécessaires sont peu impactées par la recharge différenciée alors que celle-ci fait varier au cours de la journée la charge additionnelle impliquée par les véhicules électriques.

Conclusion

Ces scénarios nous permettent de comprendre que la hausse des véhicules électriques dans le parc automobile français amène une hausse de consommation ce qui implique la nécessité d'installer davantage de sources de production (nucléaire, éolien et solaire dans nos simulations). En effet, pour un même ratio d'EnR, l'ajout des EVs implique un besoin pouvant aller jusqu'à 6 à 24 GW supplémentaires d'éolien et de solaire installés (en fonction de la part des EnR pour 100% d'EVs) soit entre 12 et 24 GW de renouvelables additionnels et entre 3 et 9 GW de capacités de nucléaire supplémentaires. Ces capacités supplémentaires représentent environ 17% de la capacité installée du nucléaire sans véhicules électriques et entre 19% et 35% de la capacité installée de l'éolien et du solaire nécessaire sans les EVs. Ces valeurs sont donc loin d'être négligeables. Ces simulations nous montrent donc l'importance de prendre en compte la demande supplémentaire liée aux EVs dans la prévision des capacités à installer dans les prochaines années. Les émissions de CO₂ du mix énergétique seront elles aussi impactées par cette demande puisque leur valeur croît d'environ 20% en présence d'EVs par rapport à la valeur des émissions du mix électrique sans EV pour une même part d'EnR.

Scénario 3 : développement des options de flexibilité

Dans les années à venir, les capacités installées du solaire et de l'éolien vont augmenter, comme explicité précédemment. Or, la production électrique de ces énergies renouvelables n'est pas corrélée avec la demande, comme le montre le graphique ci-dessous, où la demande normalisée et les productions éolienne et solaire normalisées sont tracées. Le graphique de la figure 3.1 démontre qu'à certains moments la production éolienne et solaire ne permet pas de répondre à la consommation. La différence entre la demande d'électricité et la production intermittente est appelée demande résiduelle. En d'autres termes, il s'agit de l'énergie restante à fournir lorsque la production d'origine renouvelable est inférieure à la demande.

Plus la pénétration des ENR est grande, plus cette demande résiduelle l'est aussi. Dans ce dernier scénario, nous allons faire varier la pénétration des ENR, afin, dans un premier temps de quantifier cette demande résiduelle. Dans un second temps, nous allons mettre en place différents moyens permettant de gérer cet écart, c'est ce que l'on appelle des moyens de flexibilités. Différentes méthodes peuvent fournir cette flexibilité requise, la première étant la production par des centrales pilotables comme le nucléaire, le gaz ou le charbon.

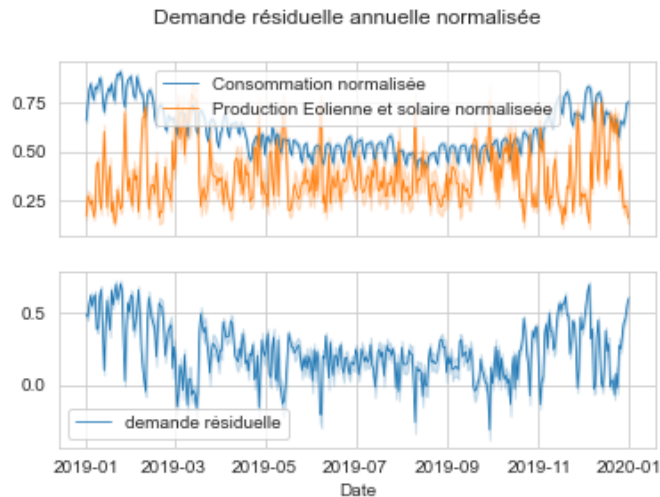


Figure 3.1 : Courbe de demande résiduelle

Ici en contraignant l'énergie totale produite par un certain pourcentage de renouvelable nous devons mettre en place d'autres solutions. A ce jour, les autres moyens que nous avons pu trouver dans la littérature sont au nombre de quatre principaux :

- Le stockage stationnaire de l'énergie différencié par technologie
- Demande flexible
- Import des pays interconnectés
- Le véhicule-to-grid (V2G)

Le stockage de l'électricité en cas de production excessive est un moyen d'adapter la demande d'électricité à l'offre, c'est-à-dire une demande résiduelle négative. Deux technologies sont actuellement envisagées en priorité par les pouvoirs publics : les batteries qui stockent directement l'électricité et le Power-to-gas-to-Power qui lui utilise le vecteur gaz, en particulier l'hydrogène. L'ajustement de la consommation d'électricité est une autre forme de flexibilité, c'est ce qu'on appelle la gestion de la demande. Dans notre cas d'étude, nous ne prenons pas en compte les interconnexions de la France avec ses pays limitrophes, il n'est donc pas possible d'importer ou d'exporter de l'électricité dans notre optimisation. Finalement, avec le développement massif des EVs une nouvelle technique de flexibilité peut être mise en place, où les véhicules électriques connectés au réseau permettent soit d'absorber un surplus de production ou soit de délivrer de l'énergie lors d'un pic de consommation (véhicule électrique comme moyen de stockage mobile, diffus et intermittent du fait de sa disponibilité).

1) Stockage stationnaire par technologies

Dans cette section, nous présentons les technologies de stockage qui ont été considérées dans notre analyse. Le surplus d'énergie produite pourra être stocké soit directement dans des batteries soit converties sous forme d'hydrogène où il sera stocké un temps puis converti à nouveau sous forme d'électricité.

Technologie de stockage

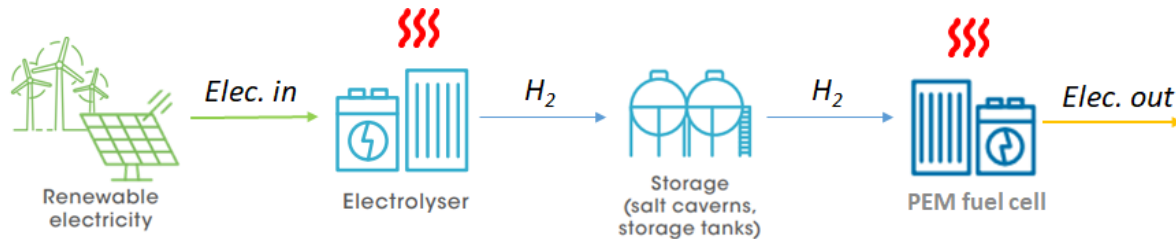
1. Batterie Lithium-ion

Nous considérons une chimie Li-ion pour les batteries. Ce sont en effet celles qui sont les plus utilisées et développées, en raison de leur haute densité énergétique et de leur longue durée de vie.



2. Hydrogène vert

Dans notre étude, on considère le stockage de l'hydrogène produit de manière “verte”, qui garantit une production par électrolyse avec un surplus de production renouvelable.



Pour caractériser un stockage il existe deux paramètres fondamentaux, son coût et son rendement à la charge et la décharge. On montre, ci-dessous, les tableaux récapitulant les caractéristiques des technologies de stockage que nous avons choisies.

Coût en puissance [€/kW]:

Un dispositif peut être caractérisé par un coût normalisé par une puissance. Il s'agit typiquement du coût d'un convertisseur de puissance, d'une turbine électrique.

Coût en énergie [€/kWh]:

De même, un dispositif peut aussi avoir un coût en énergie. Dans le cas de la production d'énergie, il peut s'agir du coût du combustible. Pour le stockage, c'est le coût du “réservoir”.

Technologie	coût en énergie (€/MWh)	coût en puissance (€/MW)
Batterie	4,00E+05	6,00E+05
H2	10440	1,00E+06

Tableau 3.1 : CAPEX des dispositifs de stockage [6], [8] et [6]

Technologie	Rendement charge (η^{st+})	Rendement décharge (η^{st-})
Batterie	0,9	0,9
H2	0,6	0,4

Tableau 3.2 : Rendement des dispositifs de stockage [6], [7]

Finalement de ces données on peut synthétiser les différentes technologies de stockage comme suit :

- Batterie Lithium-ion : cher et haut rendement
- Power-to-H2-to-Power : peu cher et faible rendement

Hypothèses et formulation du problème:

- Stockage initial nul pour les batteries, à moitié pour l'hydrogène
- Stockage maximal de l'hydrogène = 4000 GWh [8]

$$E_{t+1}^{st} = E_t^{st} + (P_t^{st+} \times \eta^{st+} - \frac{P_t^{st-}}{\eta^{st-}}) \Delta t$$

$$P_t^{st} = P_t^{st+} - P_t^{st-}$$

Pour intégrer le stockage stationnaire différencié par technologie nous avons établi les équations mathématiques ci-contre.

$$0 \leq E_t^{st} \leq E^{st \max}$$

$$-P^{st \max} \leq P_t^{st} \leq P^{st \max}$$

Flexibilité due aux VE (V2G)

Le concept de “Vehicle-to-grid (V2G)” est un procédé qui permet d'utiliser la batterie d'une voiture comme moyen de stockage connecté au réseau. En cas de besoin, l'électricité stockée dans le véhicule pourra être réinjectée sur le réseau. Inversement, en cas de pic de production, elle pourra être stockée dans les batteries des véhicules électriques, tout cela grâce à la fonction bidirectionnelle offerte par des chargeurs spécifiques. Les bornes de recharge sont donc un facteur limitant au V2G, c'est pourquoi il est important de fixer une capacité de service maximum. Il faut aussi prendre en compte le nombre total de véhicules électriques (EVs) qui seront présents dans le parc. Pour notre analyse nous allons faire varier le nombre de EVs connectés en V2G de 1, 3 et 8 millions. En projetant un parc automobile français 100% électrique, on obtient environ 40 millions d'EVs (en 2021 le parc français compte 38,5 millions de véhicules), le pourcentage de V2G serait donc respectivement de 2,5%, 7,5% et 20%.

Hypothèses

- Capacité de la batterie : 50 kWh/EV (moyenne issue des modèles de véhicules existants)
- La puissance bidirectionnelle d'une borne est fixée à 10 kW [9]
- À 7h et 17h le parc de véhicules doit être chargé à 75% pour pouvoir mettre la mobilité du parc de VE entre le domicile et le travail.
- Le reste du temps, les véhicules sont disponibles pour absorber ou injecter de l'énergie entre 20 et 100% de leur capacité.

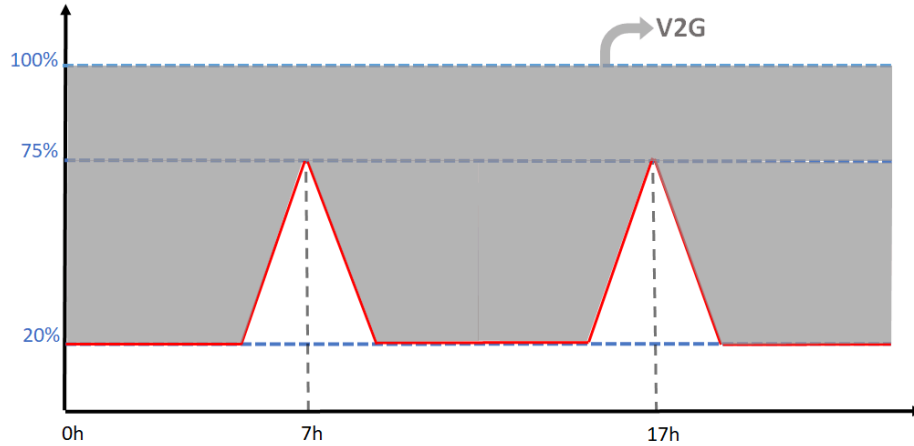


Figure 3.2 : Schéma de modélisation du profil de charge des V2G

Nous avons fait le choix d'intégrer les V2G avec un profil de charge et de décharge des batteries sur une journée. Il aurait été possible de faire différemment, comme le montre une étude réalisée par l'Agence Internationale de l'Energie. [10] Dans cette étude, le nombre de V2G est identifié comme un pourcentage du nombre total de EVs, fixé à 5%. Du point de vue de la simulation cela reviendrait à ajouter des batteries stationnaires mais à moindre coût. Nous avons donc fait le choix du profil journalier.

Demande flexible

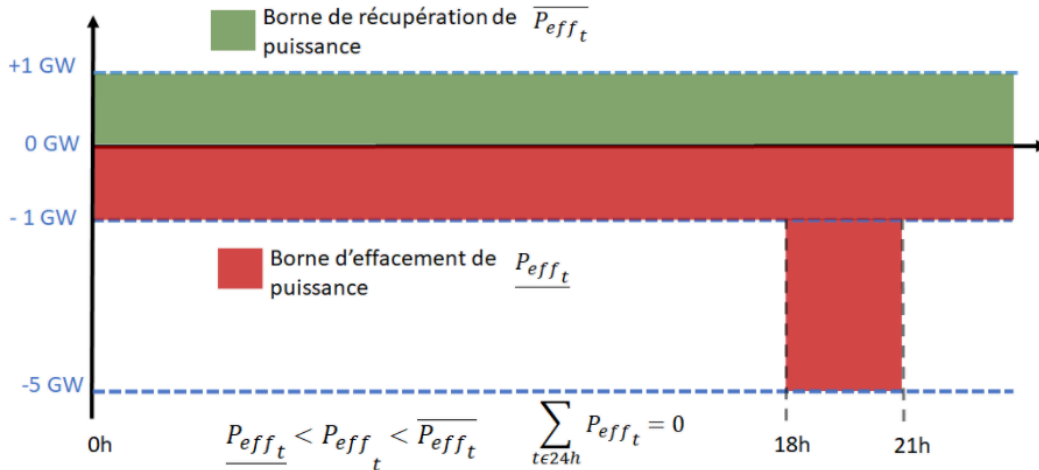


Figure 3.3 : Schéma de modélisation de l'effacement sur 1 journée

L'effacement de la demande permet aux industries et services électro-intensifs de déplacer voire de supprimer leur consommation sur demande du gestionnaire de réseau, en échange d'une compensation financière. [11]

Le graphique ci-dessus montre comment la flexibilité de la demande a été modélisée dans notre problème. Dans un premier temps, nous avons fixé une puissance maximale avec laquelle il est possible de supprimer un pic de consommation entre 18h et 21h, ici cette puissance est égale à 5 GW. Le reste de

la journée il est possible de soit effacer de la puissance jusqu'à 1 GW (espace en rouge), soit de récupérer ce que l'utilisateur a effacé pour alléger le réseau (espace en vert). Au final, sur une journée la somme des puissances (calculée à chaque pas de 30 min) doit être égale à 0, ce qui signifie que l'utilisateur déplace juste sa consommation sans la réduire.

Résultats

Dans cette section sont présentés les résultats principaux des simulations pour le scénario n°3.

Répartition des coûts en fonction du taux de pénétration EnR (scénario 1M VE)

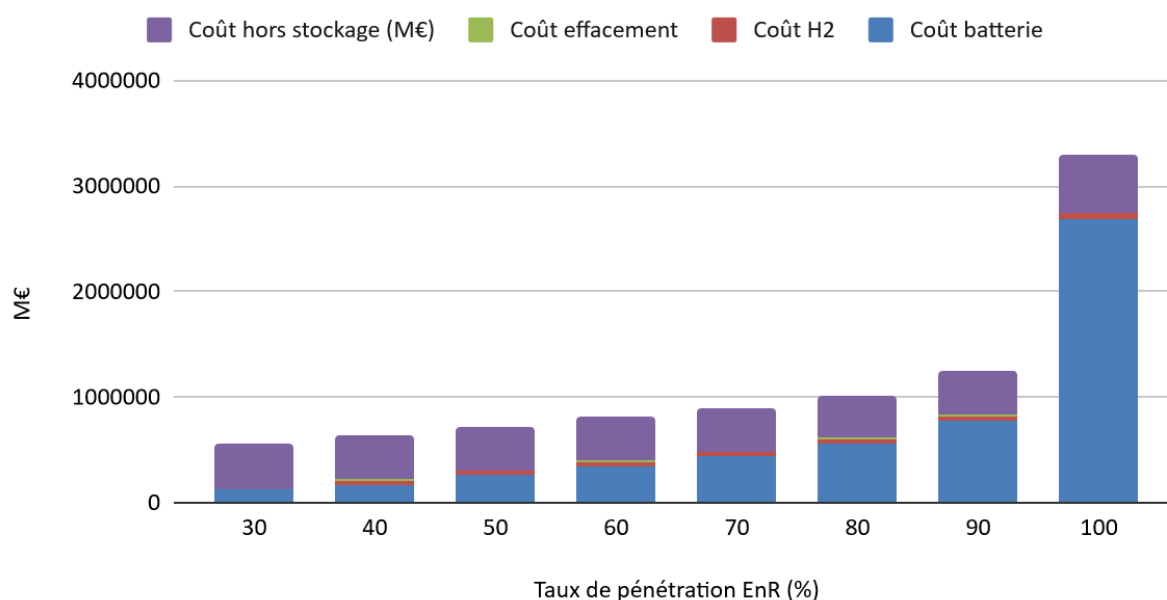


Figure 3.5 : Coûts totaux en fonction sur 30 ans en fonction du taux de pénétration des EnR

Taux de pénétration des EnR	LCOE - 1M VE (€/MWh)	LCOE - 3M VE (€/MWh)	LCOE - 5M VE (€/MWh)	LCOE - 8M VE (€/MWh)
30	39	37	35	32
40	44	42	39	36
50	50	48	45	41
60	57	54	51	47
70	63	60	58	54
80	71	69	66	62
90	88	85	82	78
100	233	211	199	183

Tableau 3.3 : Coûts rapportés au MWh pour différents scénarios (taux de pénétration des EnR et nombres de VE disponibles pour le V2G)

Nous pouvons tirer trois conclusions principales en ce qui concerne les coûts totaux des différents scénarios :

- Le coût total augmente lorsque le taux de pénétration des EnR dans la production électrique augmente. Pour rappel, le taux de pénétration est défini comme le rapport entre la production d'électricité d'origine renouvelable et la production d'électricité totale.
- En particulier, le coût explose pour les scénarios à très fortes pénétrations d'EnR (> 90%), tiré par l'installation des batteries.
- La flexibilité induite par l'utilisation du vehicle-to-grid permet des économies substantielles, comprises entre 15 et 20% entre le scénario "1 million de VE" et le scénario "8 millions de VE".

L'augmentation du coût total avec la pénétration des EnR dans le mix électrique s'explique en grande partie par la nécessité d'y adosser des moyens de flexibilité (voir graphique ci-dessus). Ces moyens, principalement du stockage, sont très coûteux mais nécessaires afin de respecter la contrainte $P=C$ à chaque pas de temps dans l'année, et notamment en l'absence de vent et de soleil.

L'explosion des coûts dans les scénarios de très forte pénétration s'explique par l'absence de tout moyen de production pilotable. Ainsi, les EnR (éolien et solaire) doivent être surdimensionnés pour les cas où leur facteur de charge est très faible, c'est-à-dire en absence de vent ou de soleil. Par exemple, si la demande à un instant donné est de 60 GW, mais qu'il fait nuit (pas de soleil) et que les conditions de vent ne permettent au parc éolien national de ne produire qu'à 10% de sa puissance nominale, il faudrait, en théorie, 600 GW de capacité EnR installée ! Dans les simulations, ce nombre est diminué dans la mesure où le stockage peut prendre le relais et faire office de moyen de production de base.

Dans le cas de conditions météorologiques favorables, la capacité d'EnR installée est aussi surdimensionnée. Supposons que "seuls" 200 GW d'éolien soient installés (ce qui représente 12 fois le parc installé en France en 2019, voir section [Méthodologie](#)). Pour une demande de 55 GW (ce qui représente *grosso modo* la moyenne française) et des conditions météorologiques favorables permettant au parc éolien de produire à 60% de sa puissance nominale installée, 65 GW doivent être absorbés par le stockage, qui doit donc être dimensionné en conséquence, d'où là aussi une forte augmentation du coût.

Dans la réalité, ces chiffres seraient plus faibles du fait de l'existence d'autres moyens de flexibilités non modélisés ici, notamment l'export vers des pays limitrophes si ceux-ci ne sont pas également en surplus de production EnR.

La pénétration des véhicules électriques tend quant à elle à faire diminuer les coûts. La raison est assez simple : les batteries des véhicules se substituent aux batteries stationnaires dédiées à la stabilité du réseau ($P=C$) lorsque ceux-ci sont arrêtés et branchés à une borne de recharge bi-directionnelle (la nuit ou la journée pour un travailleur avec des horaires classiques de bureau). L'utilisation de ce moyen de flexibilité est supposé à coût nul, dans la mesure où les bornes seraient installées même sans usage du V2G (pour la simple recharge) et où les propriétaires des véhicules électriques ne seraient pas rétribués pour leur participation à la stabilité du réseau électrique.

Apports des moyens de flexibilités

Comme nous l'avons souligné, l'intermittence des EnR requièrent des moyens importants de flexibilité, et ce d'autant plus que la pénétration des EnR est forte. Nous avons vu dans la section précédente que les moyens de stockage (batterie et stockage) sont coûteux. Il peut donc être judicieux de développer toutes les autres options de flexibilité, à savoir le V2G et l'effacement de charge.

Capacité en énergie des batteries

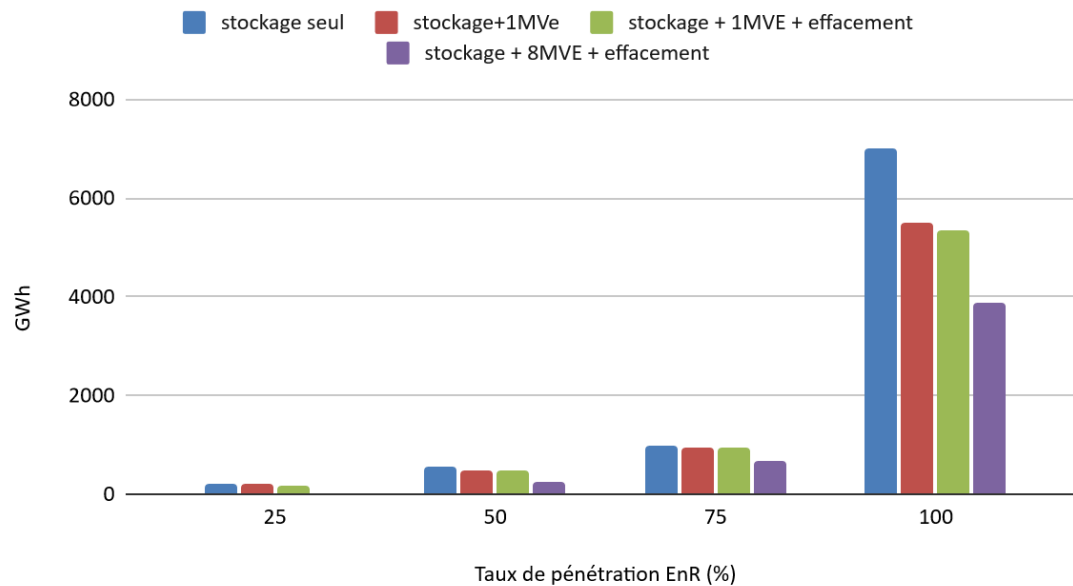


Figure 3.6 : Capacité installée des batteries en fonction du taux de pénétration des EnR

Nous constatons que le V2G se substitue aux batteries et permet de réduire la capacité installée de ces dernières et ce d'autant plus que le nombre de véhicules électriques en circulation est élevé. L'impact de l'effacement de charge est lui minime (voir scénario vert vs scénario rouge sur l'histogramme précédent), ce qui s'explique aisément compte tenu de sa faible ampleur (seulement 4 GW) et de sa relative rigidité (seulement entre 18 et 21h durant les périodes de pointe).

Mix électriques

Les graphiques suivants visent à montrer les différents mix électriques et capacités installées en fonction du taux de pénétration des EnR, et ce pour différents scénarios.

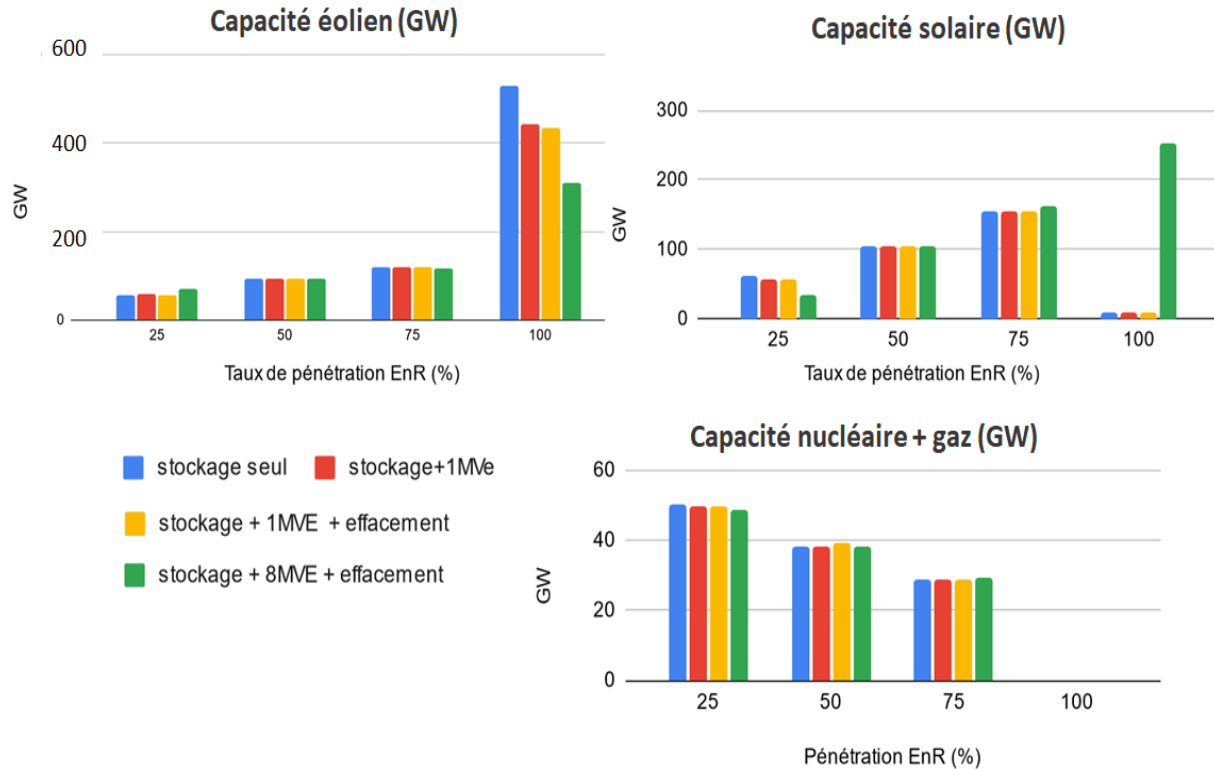


Figure 3.7 : Capacités installées des moyens de production en fonction du taux de pénétration des EnR

Comme attendu, la capacité pilotable (c'est-à-dire de nucléaire et de gaz) installée diminue avec la pénétration des EnR, tandis que la capacité EnR augmente avec la pénétration.

Il est intéressant de noter que pour le scénario 100% EnR, le mix électrique change radicalement si le recours au V2G est faible (nul ou 1 million de VE) ou élevé (8 millions de VE). Dans le premier cas, le solaire est quasiment absent, tandis que dans le second cas, la proportion est quasiment la même. Cela peut s'expliquer par le profil spécifique du solaire, qui produit uniquement la journée, c'est-à-dire quand la disponibilité du stockage issu des véhicules électriques est maximale, d'où leur complémentarité. Autrement, l'optimisation considère l'éolien comme plus avantageux car sa production, bien que toujours intermittente, est moins variable que celle du photovoltaïque.

Emissions de CO2

Nous prenons les facteurs d'émission suivants pour le stockage :

Technologie	Facteur d'émission (kgCO ₂ /kWh)
Batterie li-ion	80 [12]
Hydrogène	0,06 [13]

Tableau 3.3 : Facteurs d'émission des technologies de stockage

Taux de pénétration EnR (%)	stockage seul	stockage+1MVe	stockage+1M VE+effacement	stockage+8M VE+effacement
25	16,42	16,04	16,13	14,36
50	40,24	40,29	40,63	40,35
75	50,40	50,40	50,52	51,17
100	32,93	27,63	27,06	35,88

Tableau 3.4 : intensité carbone de l'électricité en gCO₂/kWh selon les scénarios

Les scénarios à forte teneur en EnR ne sont pas nécessairement les plus émetteurs de CO₂. A 25% d'EnR, le mix électrique est encore très fortement nucléarisé, donc très fortement décarboné. Par ailleurs, la mise en place de moyens de stockage permet de conserver le surplus d'EnR pour les périodes de pic de consommation, ce qui diminue la production d'électricité issue de centrales à gaz durant ces périodes. A 75% d'EnR, les émissions sont au plus haut car les centrales à gaz produisent beaucoup pour combler les pics de consommation. A 100% d'EnR, les centrales à gaz disparaissent. Toutefois, le mix électrique reste plus carboné qu'à 25% d'EnR car le photovoltaïque et l'éolien sont globalement plus carbonés que le nucléaire.

On note également que le recours au V2G ne fait pas nécessairement diminuer l'intensité carbone de l'électricité. Comme expliqué précédemment, le V2G favorise l'installation de solaire au détriment de l'éolien. Hors, le solaire est légèrement plus carboné que l'éolien, d'où une légère augmentation de l'intensité carbone dans les scénarios avec un fort recours au V2G.

Ces chiffres sont à comparer avec l'intensité carbone actuelle du mix électrique, de l'ordre de 70 gCO₂/kWh en France [14] : l'introduction combinée des EnR et des options de flexibilité associées permet globalement de diminuer les émissions de CO₂, entre 30 et 75% selon les scénarios. Il faut toutefois garder en tête que l'électricité française est déjà parmi une des moins carbonées au monde.

Conclusion

La forte pénétration des EnR intermittentes dans le mix électrique implique une forte augmentation des coûts totaux du système électrique sur 30 ans, due notamment aux besoins en flexibilité pour pouvoir garantir la contrainte P=C de stabilité du réseau électrique. Dans ce contexte, l'usage du V2G à coût quasi-nul se révèle très utile pour faire diminuer la facture.

L'explosion des coûts (jusqu'à +200% entre un scénario à 80% d'EnR et un scénario à 100% !) dans les scénarios à très forte pénétration d'EnR semblent rendre impossible la réalisation pratique desdits scénarios.

Ces conclusions ne sont toutefois pas à prendre pour argent comptant, dans la mesure où de nombreux mécanismes et paramètres, qui auraient globalement tendance à diminuer les coûts des EnR et de la flexibilité associée, n'ont pas été pris en compte (voir tableau ci-dessous). Malgré tout, il est très probable que les tendances décrites ci-dessus restent vraies, tant et si bien que les scénarios s'appuyant sur une forte base EnR s'avèrent sinon chimériques, au moins très ambitieux et bien plus coûteux que le maintien de moyens de production pilotables [15]. De plus, et contrairement à ce que l'on pourrait penser, l'apport des EnR ne contribue pas à faire diminuer l'intensité carbone de l'électricité. En effet, la France profite déjà dans ce domaine de son énergie nucléaire, moins carbonée que l'éolien ou le photovoltaïque. On comprend alors les deux arguments majeurs en faveur du maintien d'une filière nucléaire en France : c'est un moyen de production pilotable et bas-carbone.

Composantes non-intégrées dans la simulation	Impact attendu sur les coûts totaux
Coût de raccordement au réseau des éoliennes et PV	++
Consommation des trente prochaines années en croissance par rapport à 2019 (électrification des usages)	++
Rendements marginaux décroissants (la qualité des sites pour les EnR ira en se dégradant, les plus adaptés ayant été choisis en premier)	+
Interconnexions avec les pays étrangers	--
Limites physiques/contraintes politiques et sociales à l'installation d'éoliennes ou de panneaux solaires	- (moins d'EnR, plus de pilotable) + (si installation d'une technologie EnR plus chère à la place)
Effets d'apprentissage sur les technologies solaires, éoliennes et de stockage	---
Présence de capacités déjà existantes (hypothèse <i>brown field</i>)	-
Usage de biomasse	-

Tableau 3.5 : Influence sur les coûts des paramètres et mécanismes non-simulés

Conclusion générale

Ce projet nous a permis d'esquisser plusieurs scénarios de ce à quoi le mix électrique français pourrait ressembler dans le futur. Notre travail n'a bien sûr aucune valeur en l'état : les hypothèses utilisées pour simplifier le travail sont trop éloignées de la réalité pour que les résultats obtenus soient directement exploitables. D'autres rapports autrement plus complets, détaillés et rigoureux ont déjà été produits à ce sujet. [15], [16] Toutefois, il est possible de tirer des enseignements généraux des simulations que nous avons menées. Tout d'abord, il est évident que les scénarios à forte teneur en EnR représentent un défi technologique énorme compte tenu des capacités à installer. Ainsi l'installation de 170 GW d'éolien et de 210 GW de solaire (scénario "100% EnR" de la [section 1](#)) revient à multiplier respectivement par 10 et 20 la capacité actuellement installée ! [17]

Le zoom sur les véhicules électriques effectué dans la [section 2](#) nous a permis de démontrer que le déploiement des VE dans le parc français allait très probablement augmenter la consommation d'électricité. Toutefois, les VE peuvent également se révéler être un moyen de flexibilité important ([section 3](#)): une forte pénétration des VE permet au système électrique de disposer d'un dispositif de stockage quasi-gratuit moyennant quelques contraintes sur sa charge et décharge. Le V2G permet ainsi des réductions de coût substantielles puisqu'il diminue le besoin en batterie spécifique au stockage. De manière similaire, l'effacement de charge aux heures de pointe des utilisateurs électro-intensifs permet d'apporter de la flexibilité à peu de frais.

Malgré tout, un système électrique à forte pénétration d'EnR ne peut se faire sans l'économie d'un système de stockage spécifique. Les deux technologies les plus prometteuses sont l'hydrogène (plus précisément le Power-to-Gas-to-Power) et les batteries lithium-ion. La première technologie est utile pour un stockage de long terme, de par sa capacité de stockage peu chère dans des cavités souterraines, mais est en revanche limitée par son coût prohibitif pour la charge/décharge (coût de l'électrolyseur et de la pile à combustible), son rendement sur cycle complet faible et enfin son potentiel géologique de stockage. La seconde technologie est utile pour l'ajustement à la charge mais est desservie par des coûts élevés aussi bien en énergie qu'en puissance. Ces technologies de stockage sont responsables de l'explosion des coûts pour des hauts pourcentages d'EnR.

Ainsi, un mix électrique à majorité EnR semble improbable sous bien des aspects :

- économique : explosion des coûts
- technologique : capacité des filières industrielles à satisfaire la demande en éoliennes, panneaux photovoltaïques et batteries, développement d'un réseau national d'hydrogène, de bornes bi-directionnelles pour véhicules électriques
- sociétales : contestations face à la multiplication des champs d'éoliennes

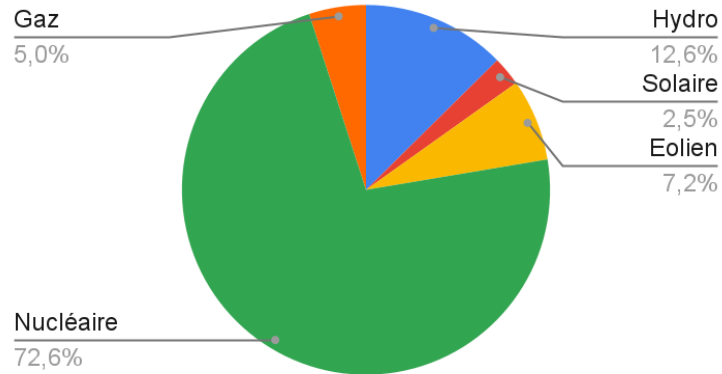
Il est donc raisonnable de penser qu'il sera nécessaire à l'avenir de garder des moyens de production pilotables dans le futur. Ce rôle semble être dévolu au nucléaire et à l'hydraulique plutôt qu'au gaz, qui ont l'avantage d'être des moyens de production bas carbone, relativement sûrs et dont les technologies

sont globalement encore maîtrisées en France. La répartition entre EnR et pilotable dépendra alors d'arbitrages autant économiques que politiques. C'est là également le message porté par le rapport *Futurs Énergétiques 2050* de RTE, qui, arrive à des conclusions similaires aux nôtres. [15]

Annexes

1. 22% EnR: Scénario de référence - 2019

22% EnR: Minimisation OPEX



<i>Coût Minimisé (€)</i>	10,95 milliard
<i>Émissions (kg/MWh)</i>	7.06

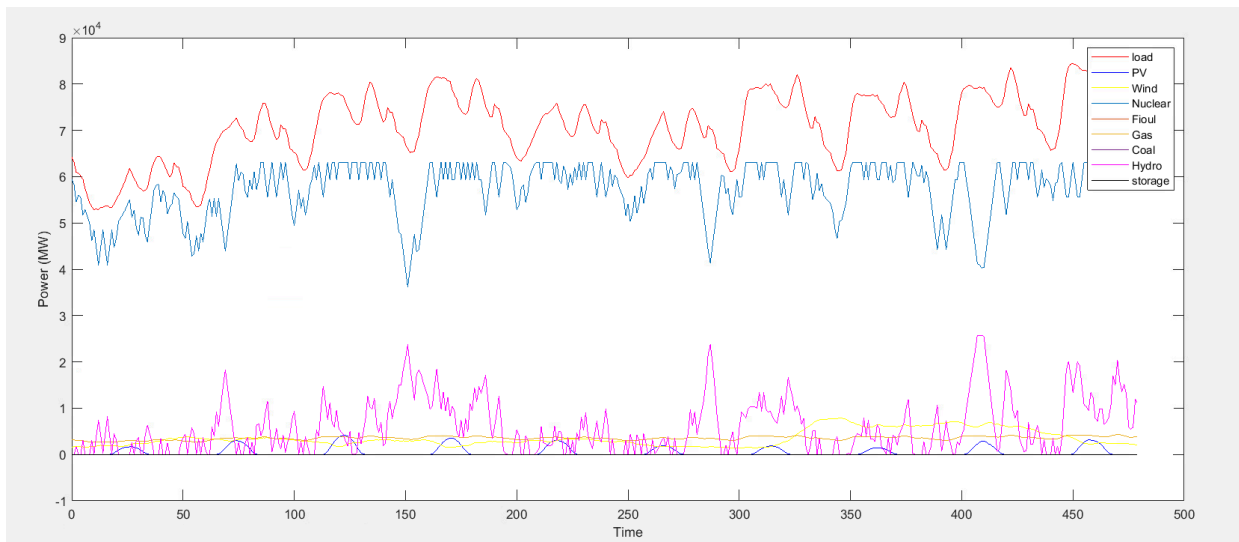


Figure 1.1: Courbe de production des différentes sources sur 10 jours

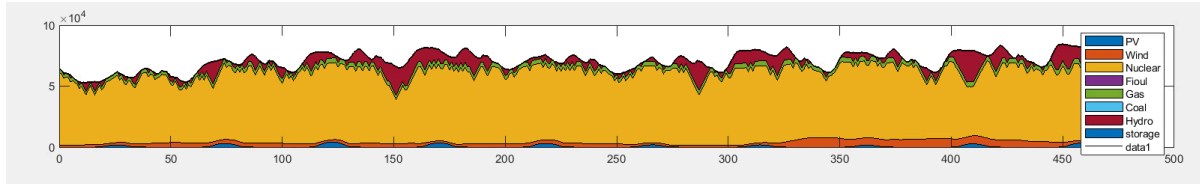


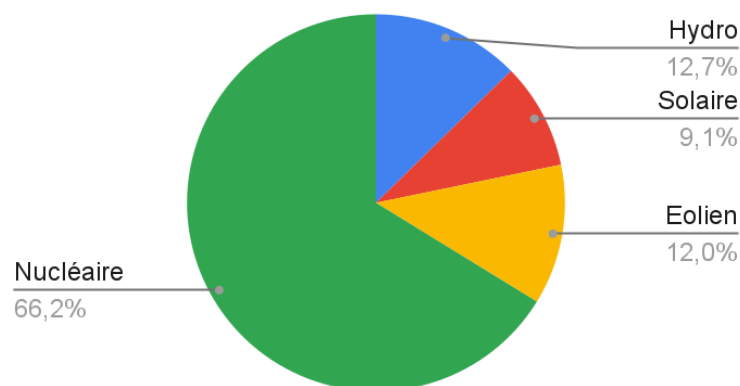
Figure 1.2: Courbe de la production en cumulée des différentes sources sur 10 jours

Les capacités installées pour chaque source sont fixes et la simulation nous donne les résultats suivants pour les valeurs d'énergie produite par chaque source et les pourcentages.

Source	Production (TWh)	Pourcentages	Capacité installée (GW)	
Hydro	59,5	12,6%	25,70	
Solaire	12	2,6%	9,50	
Eolien	33,8	7,2%	16,50	
Nucléaire	365	77,6%	63,13	
Gaz	0	0,0%	12,20	
Charbon	0	0,0%	2,98	
Fioul	0	0,0%	3,37	
EnR	105,3	22,4%	Total	133,37

2. 33% EnR

33% EnR: Minimisation OPEX



Coût Minimisé (€)	9,35 milliard
-------------------	---------------

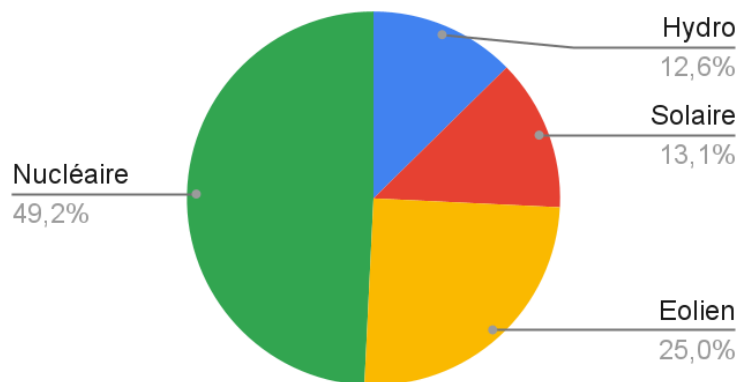
Émissions (kg/MWh)	8.69
--------------------	------

Source	Production (TWh)	Pourcentages	Capacité installée (GW)
Hydro	59,5	12,6%	25,70
Solaire	42,7	9,1%	33,80
Eolien	56,5	12,0%	27,58
Nucléaire	311	66,1%	63,13
Gaz	0	0,0%	12,20
Charbon	0	0,0%	2,98
Fioul	0	0,0%	3,37
EnR	158,7	33,7%	Total 168,76

3. 50% EnR

A partir de ce scénario, comme ce n'est plus possible d'avoir la puissance de production exactement égale à celle de la consommation, on considère que la production peut être plus grande ou égale à la consommation. Cela est dû à l'intermittence de la production des énergies renouvelables qui nous oblige à produire plus et stocker plus pour arriver à un mix énergétique 100% renouvelable.

50% EnR: Minimisation OPEX

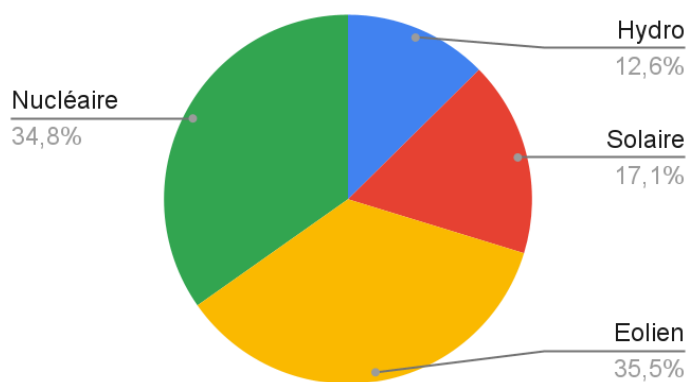


<i>Coût Minimisé (€)</i>	6,9 milliard
<i>Émissions (kg/MWh)</i>	10,48

Source	Production (TWh)	Pourcentages	Capacité installée (GW)	
Hydro	59,5	12,6%	25,70	
Solaire	61,26	13,0%	48,43	
Eolien	117,66	25,0%	57,45	
Nucléaire	232	49,3%	52,00	
Gaz	0	0,0%	0,00	
Charbon	0	0,0%	0,00	
Fioul	0	0,0%	0,00	
EnR	238,42	50,7%	Total	183,58

4. 65% EnR

65% EnR: Minimisation OPEX

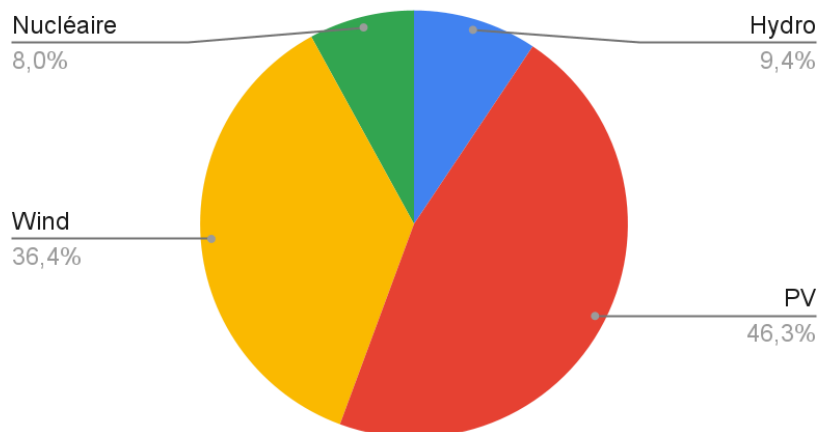


<i>Coût Minimisé (€)</i>	4,88 milliard
<i>Émissions (kg/Mwh)</i>	12.11

Source	Production (TWh)	Pourcentages	Capacité installée (GW)	
Hydro	59,5	12,6%	25,70	
Solaire	80,112	17,0%	63,30	
Eolien	169,43	36,0%	82,70	
Nucléaire	162,95	34,6%	46,00	
Gaz	0	0,0%	0,00	
Charbon	0	0,0%	0,00	
Fioul	0	0,0%	0,00	
EnR	309,042	65,7%	Total	217,70

5. 89% EnR

88% EnR: Minimisation OPEX

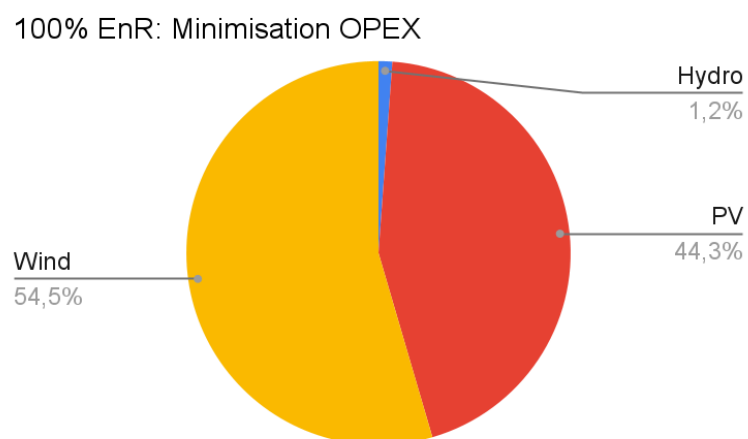


<i>Coût Minimisé (€)</i>	1,4 milliard
<i>Émissions (kg/MWh)</i>	21.99

Source	Production (TWh)	Pourcentages	Capacité installée (GW)	
Hydro	59,5	12,6%	25,70	
PV	149,27	31,7%	118,00	
Wind	210,95	44,8%	103,00	
Nucléaire	77,4	16,5%	43,00	
Gaz	0	0,0%	0,00	
Charbon	0	0,0%	0,00	
Fioul	0	0,0%	0,00	
EnR	419,72	89,2%	Total	289,70

6. 100% EnR

- Minimisation de l'OPEX:



<i>Coût Minimisé (€)</i>	0 milliard
<i>Émissions (kg/MWh)</i>	24.36

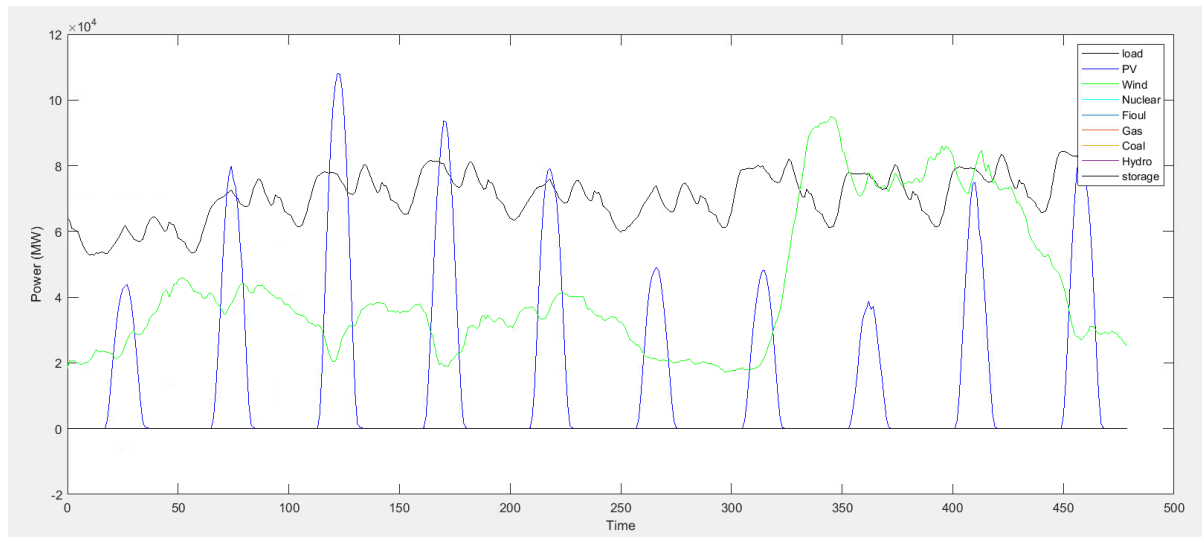


Figure 1.3: Courbe de production des différentes sources sur 10 jours

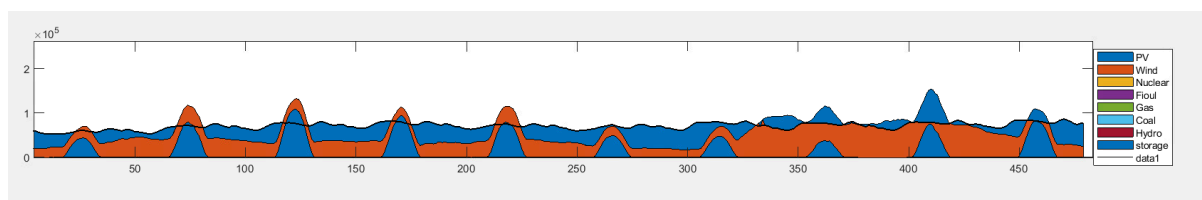


Figure 1.4: Courbe de la production en cumulée des différentes sources sur 10 jours

Source	Production (TWh)	Pourcentages	Capacité installée (GW)
Hydro	7	1,5%	25,70
PV	269	57,2%	213,00
Wind	331	70,4%	162,00
Nucléaire	0	0,0%	0,00
Gaz	0	0,0%	0,00
Charbon	0	0,0%	0,00
Fioul	0	0,0%	0,00
EnR	607	129,0%	Total 400,70

Bibliographie

- [1] IEA, « World Energy Outlook 2021 », 2021. Consulté le: 11 janvier 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- [2] « Données éCO2mix nationales consolidées et définitives (janvier 2012 à novembre 2021) ». <https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/eco2mix-national-cons-def/?flg=fr> (consulté le 16 janvier 2022).
- [3] « Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis », IEA. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (consulté le 6 janvier 2022).
- [4] C. Cany, « Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité », phdthesis, Université Paris Saclay (COMUE), 2017. Consulté le: 26 octobre 2021. [En ligne]. Disponible sur: <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01565665>
- [5] « Bilan annuel des transports en 2019 », Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire. Consulté le: 16 janvier 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-annuel-des-transports-en-2019-0>
- [6] A. Clerjon, « Analyse et modélisation des impacts du développement des énergies renouvelables intermittentes sur le système électrique Français : Etude du potentiel du stockage de l'électricité, et de la complémentarité avec la chaleur. », These de doctorat, Université Grenoble Alpes, 2021. Consulté le: 6 janvier 2022. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.theses.fr/2021GRALI022>
- [7] J. Proost, « State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings », *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 44, n° 9, p. 4406-4413, févr. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.07.164.
- [8] « Sans stockage, point d'ambition pour le plan hydrogène français... | Connaissances des énergies », 16 décembre 2020. <https://www.connaissancedesenergies.org/tribune-actualite-energies/sans-stockage-point-d-ambition-pour-le-plan-hydrogene-francais> (consulté le 16 janvier 2022).
- [9] « Vehicle-to-Grid (V2G): Everything you need to know ». <https://www.virta.global/vehicle-to-grid-v2g> (consulté le 16 janvier 2022).
- [10] « Global EV Outlook 2021 – Analysis », IEA. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021> (consulté le 6 janvier 2022).
- [11] Ademe, « Effacement de consommation électrique en France », 2017. Consulté le: 6 janvier 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/1772-effacement-de-consommation-electrique-en-france.html>
- [12] J. Sadhukhan et M. Christensen, « An In-Depth Life Cycle Assessment (LCA) of Lithium-Ion Battery for Climate Impact Mitigation Strategies », *Energies*, vol. 14, n° 17, Art. n° 17, janv. 2021, doi: 10.3390/en14175555.
- [13] « Hydrogen Council publishes Life-Cycle Analysis of Decarbonization Pathways », *Ammonia Energy Association*, 5 février 2021. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/hydrogen-council-publishes-life-cycle-analysis-of-decarbonization-pathways/> (consulté le 17 janvier 2022).

- [14] « éCO2mix - Les émissions de CO2 par kWh produit en France ». <https://www.rte-france.com/eco2mix/les-emissions-de-co2-par-kwh-produit-en-france> (consulté le 17 janvier 2022).
- [15] « Futurs énergétiques 2050 : les scénarios de mix de production à l'étude permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 », RTE, oct. 2021. Consulté le: 6 janvier 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>
- [16] « Scénario négaWatt 2022 », Négawatt. Consulté le: 16 janvier 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://negawatt.org/Scenario-negaWatt-2022>
- [17] « Statistical Review of World Energy | Energy economics | Home », *bp global*. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> (consulté le 17 janvier 2022).