

Projet personnel - TEECO

Partie 1 : Le mix électrique français en 2019

Question 1 : L'origine des données

Toutes les données nécessaires sont disponibles gratuitement en ligne. Voici quelques sites utiles :

<https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/>

<https://bilan-electrique-2019.rte-france.com/>

<https://transparency.entsoe.eu/>

Qui fournit les données disponibles sur ces sites ? Pourquoi ?

La loi pour une république numérique du 7 octobre 2016 (ou loi Lemaire) prévoit entre autre l'accès aux données publiques. L'Etat, les collectivités, les personnes de droit public ou de droit privés chargées d'une mission de service public doivent fournir des données. De nombreuses base de données sont ainsi accessible, comme le registre Sirene des entreprises, mais aussi les données liée à l'énergie.

De nombreux acteurs de l'énergie public ou privés ont mis à disposition des données (hors données personnelles). EDF a mis en ligne les données propres à ses infrastructures, sa production et la consommation en Corse et en outre-mer. Enedis et RTE qui gèrent le réseau de distribution mettent en ligne les quantités d'électricité consommées et produites sur toute la France. GRTgaz et Teréga ont créé la plateforme opendata réseaux qui regroupe des acteurs privés afin de coupler données énergétiques et données climatiques. Un accès et une mutualisation de ces données permet une meilleure compréhension du système et de meilleures prises de décisions, notamment grâce à des analyses intersectorielles.

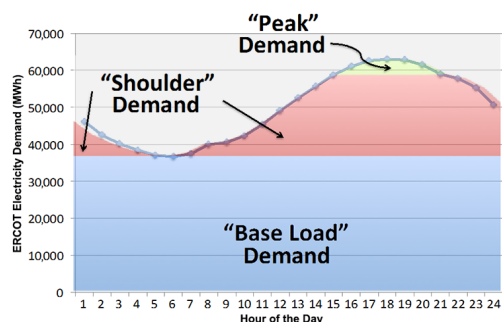
Question 2 : Pour l'année 2019 uniquement, présenter les indicateurs clés permettant de comprendre le mix électrique français (côté demande et côté offre).

RTE réalise un bilan à la fin de chaque année pour faire un tour d'horizon de la production et de la consommation d'électricité dans le pays.

La synthèse s'articule autour de 5 grands axes :

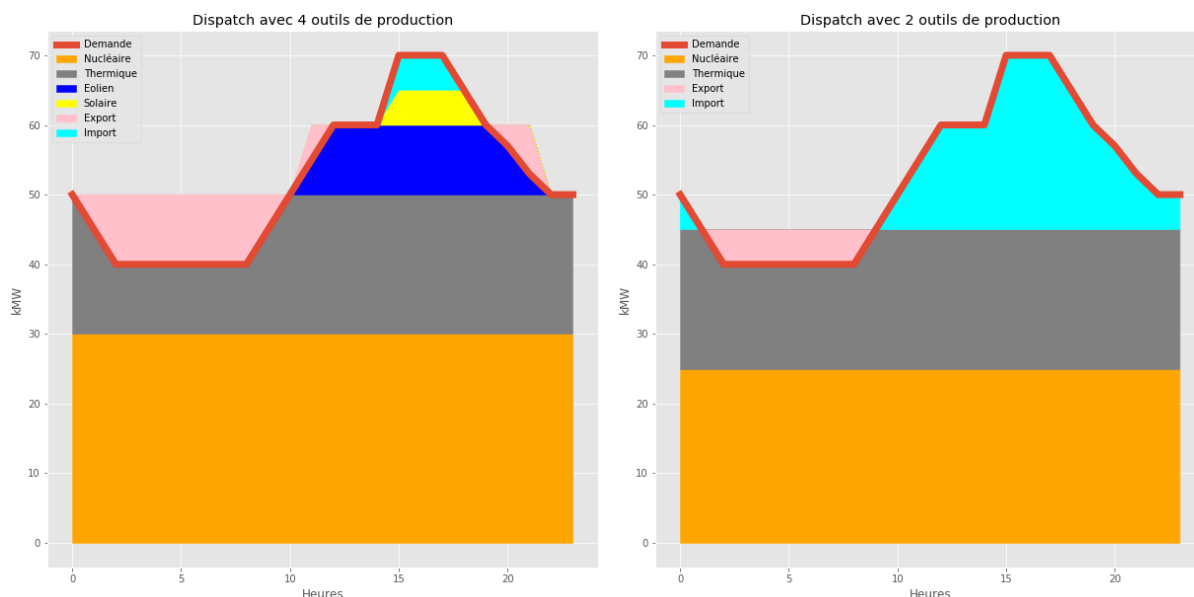
Axe d'analyse	Indicateurs clés	Valeurs pour 2019
1. Production d'électricité	- Production totale d'électricité [TWh] et évolution par rapport à l'année précédente [%] - Part de chaque sources de production (nucléaire, hydraulique, éolien ...) [TWh]	- 537.7 TWh produit (-2%) Nucléaire(70.2%) Renouvelables(21.4%)
2. Consommation	- Consommation totale d'électricité [TWh] et évolution par rapport à l'année précédente [%]	- 473TWh consommé (-0.5%)
3. Echanges d'électricité transfrontalier	- Montants des imports et exports d'électricité [TWh] et évolution par rapport à l'année précédente.	- Exports : 84 TWh (-2.7%) - Imports : 28.3 TWh (+8.4%)
4. Structure du réseau	- Lignes en exploitation [km]	- 105 942 km
5. Emission du CO2	- Emissions de CO2 du mix [Mt] et évolution par rapport à l'année précédente.	- 19Mt (-6%)

Question 3: Pour les moyens dispatchables, reconstruire un module simple qui calcule le dispatch heure par heure. Pour cela, on utilisera en entrée les capacités installées de chaque filière et la courbe de demande nette.



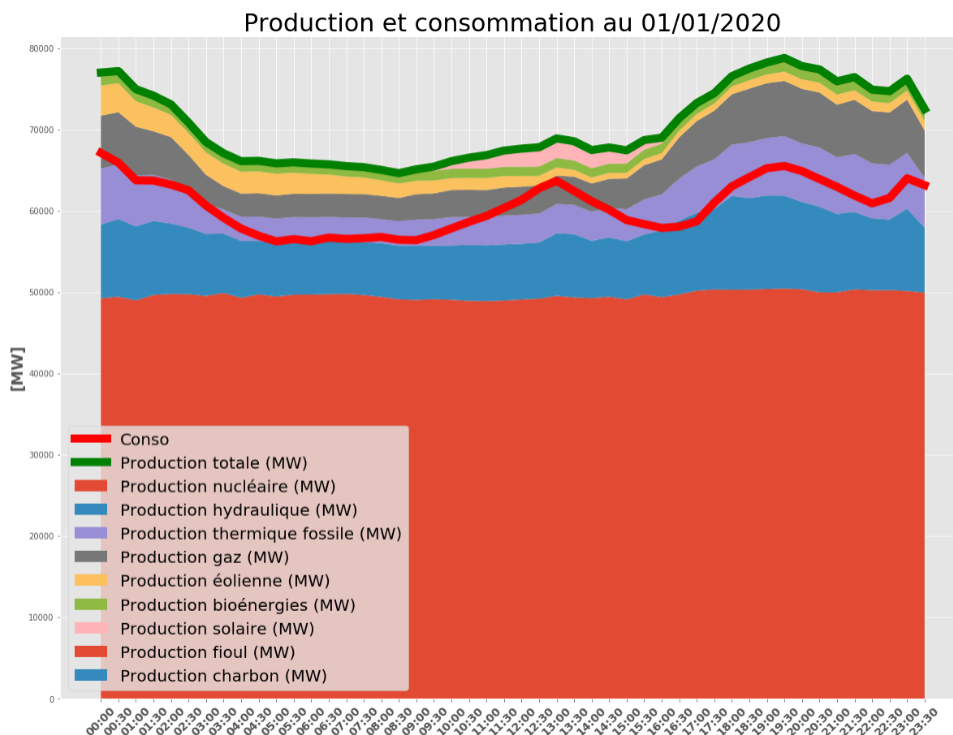
Voici la représentation du dispatch que nous souhaitons de reproduire. Pour ce faire, nous allons construire un module python qui prend en entrée la demande journalière et les capacités de production disponible. Si la production est supérieure à la demande l'électricité sera exportée. A l'inverse, Si la production est inférieure à la demande l'électricité sera importée. La capacité de production totale dépendra des capacités installées sur le système. Nous pourrions donc faire varier le dispatch en fonction du nombre d'outils de production. Le code est disponible en annexe.

Nous pouvons déterminer le dispatch avec la courbe de demande et les moyens de production :



Avec 4 outils de production d'une capacité suffisante, nous pouvons couvrir quasiment toute la demande, et même exporter une partie de l'électricité produite quand cela est nécessaire. A contrario avec 2 outils de production, il est nécessaire d'importer une grande quantité d'électricité afin de pallier au pic de consommation.

Ci dessous, voici le vrai mix électrique de la journée du 01/01/2020, les données provenant de : <https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/>.



Quelques remarques :

Par rapport au module python que nous avons implémenté, on peut observer que la production totale est tout le temps bien supérieure à la consommation réelle.

Le nombre de moyens de production est bien entendu beaucoup plus varié : 10 moyens de production différent, avec toujours une part majoritaire d'électricité produite grâce au nucléaire. La production d'électricité via les énergies éoliennes et solaires reste assez marginale en ce premier jour de janvier.

La courbe de consommation est moins accentuée que celle que nous avons construite pour notre module, mais nous observons tout de même des variations logiques au cours de la journée.

Partie 2 : Economie du stockage

Un actif de stockage se caractérise notamment par :

- Une puissance installée en MW : P_{max}
- Une capacité de stock en MWh (quantité d'énergie maximale que l'on peut stocker) : E_{max}
- Un rendement en % qui traduit les pertes qui interviennent lors du stockage/déstockage de l'énergie

2.1 Stockage journalier simplifié

On considère une capacité de stockage de 1MW de puissance, et de stock 1MWh. On suppose que chaque jour la capacité de stockage réalise une charge puis une décharge (dans cet ordre). Pour simplifier, on considérera ici l'évaluation sur un seul mois : le mois de janvier 2020 (prix France). Etablir le fonctionnement de ce stockage, et estimer le bénéfice réalisé. Proposer une évaluation économique (simplifiée) de la rentabilité du stockage.

Fonctionnement du système de stockage :

Le système de stockage a pour objectif de faire du profit en se chargeant quand le prix est faible (généralement la nuit) et en se déchargeant lorsque le prix est le plus élevé. Connaissant les caractéristiques du système de stockage :

Caractéristiques du système de stockage

- $Energie = E_{max}$ [MWh] $\Rightarrow E_{max} = 1MWh$
 - Cela correspond au stock d'énergie dont dispose l'unité de stockage, et donc l'énergie que peut absorber l'unité lors de la charge.
- $Puissance = P_{max}$ [MW] $\Rightarrow P_{max} = 1MW$
 - En fonction de la puissance on connaît le temps qu'il faut pour charger l'unité, et la décharger. $E = P \cdot \delta t$. On charge donc l'unité de stockage en une heure.
- $Rendement = \rho$. En fonction du rendement l'unité de stockage décharge sur le réseau $E_{decharge} = \rho * E_{max}$ (cf. Annexe rendement batterie)

Economie du système:

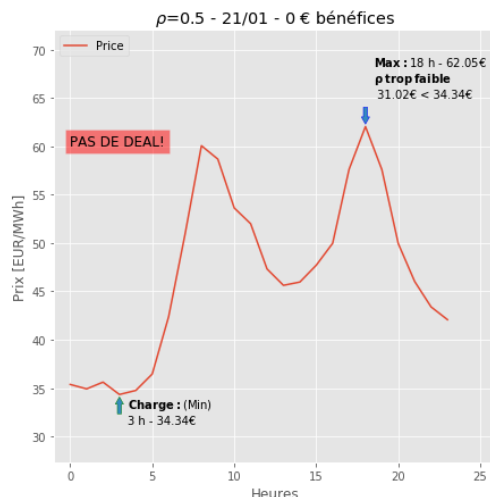
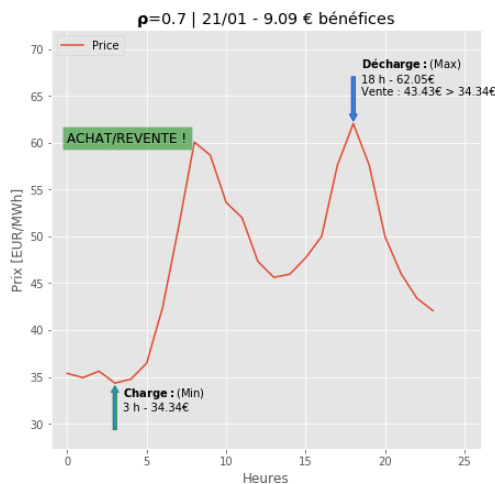
Avec une charge par jour et une décharge par jour, il faut donc que le système se charge lorsque le prix est le plus bas, et se décharge lorsque le prix est le plus élevé.

Rentabilité du système : Pour que le système puisse réaliser des profits sur la journée considérée, le rendement ρ joue un rôle crucial.

L'argent perçue à la revente étant : $E_{decharge} \cdot Prix_{revente} = \rho \cdot E_{max} \cdot Prix_{revente}$ il faut que :

$$\Rightarrow \rho \cdot E_{max} \cdot Prix_{revente} > E_{max} \cdot Prix_{achat} \text{ soit } \rho > \frac{Prix_{achat}}{Prix_{revente}}$$

Pour expliquer ce point de vue voici deux graphiques, et le profit réalisé en fonction du rendement:



Le 21/01 en fonction du rendement, il n'est pas forcément rentable d'opérer à une charge et à une décharge d'électricité :

- Avec un $\rho = 0.5$, le système de stockage **n'est pas rentable**, car il ne peut pas se charger et se décharger en réalisant un profit. Il faut donc envisager un rendement plus important pour avoir une rentabilité.
- Avec un $\rho = 0.7$, le système de stockage **est rentable**, il peut se charger et se décharger en réalisant un profit.

Bilan pour plusieurs rendements sur un mois

Nous pouvons désormais simuler les profits opérés sur un mois avec plusieurs valeurs de rendement, nous obtenons le tableau suivant :

Profits journaliers (€) en fonction du rendement

Pho	J1	J2	J3	J4	J5	J6	J7	J8	J9	J10	J11	J12	J13	J14	J15	J16	J17	J18	J19	J20	J21	J22	J23	J24	J25	J26	J27	J28	J29	J30	J31	Total
0.5	0	0	0	0	0	0	0	7.6	0	0	0	0	1.4	11	11.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.3	0	1	0	4.9	42
0.6	0	0	4.6	0.3	0	2.4	1.6	13.2	0	3.5	0	4	6.7	15	16	1.7	1.9	0	0	4.1	2.9	5.4	4.9	3.7	0	0	9.4	2	5.5	1.3	9	119
0.7	2.3	4.3	9.1	4.7	2.4	7.3	6.7	18.8	4.5	8.5	2.8	8	12	18.9	20.5	7	6.5	3.7	3.7	10	9.1	11.9	11.8	10.3	2.2	2.4	14.5	6.5	10	5.8	13	259
0.8	6.9	9	13.6	9.2	7	12.2	11.8	24.4	9.2	13.5	7.3	12.1	17.3	22.8	24.9	12.2	11.1	8	8.1	16	15.3	18.4	18.7	17	7.2	6.8	19.7	11	14.5	10.3	17.1	412

Voici quelques éléments de réponse à tes questions :

Partie 1 Q3 : oui c'est tout à fait cette démarche qui est attendue. Le graphe me semble bien. Ensuite l'objectif est de comparer ce que tu as pu obtenir avec les données réelles afin d'identifier les grandes différences et d'expliquer en quelques mots pourquoi il y a des différences.

Partie 2

La formulation de la question 2 comporte effectivement une erreur de signe comme tu le mentionnes. Pour le bilan économique, il faut bien compter la charge en négatif (on paie pour charger) et la décharge en positif (on gagne de l'argent lorsqu'on décharge). Je vais corriger l'énoncé. Merci.

Annexe :

Code disponible sur mon github :

- $\max \sum_{h \in \text{heures}} \text{Prix}(h) * (\text{Edecharge}(h) + \text{Echarge}(h))$
- $0 \leq \text{Edecharge}(h) \leq P_{\max} \cdot \rho$
- $-P_{\max} \leq \text{Echarge}(h) \leq 0$
- $\text{SoC}(h+1) = \text{SoC}(h) - \text{Edecharge}(h) + \text{Echarge}(h)$

- $SoC(0) = 0$

