

École des Ponts

ParisTech

École des Ponts ParisTech

01/02/2020

Projet TEECO - Economie de l'énergie

Analyse de données du marché de l'électricité et optimisation

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 : Le mix électrique

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

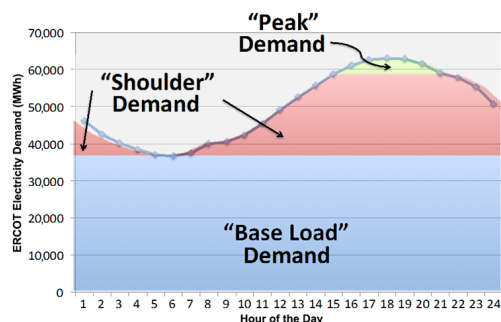
RTE réalise un bilan à la fin de chaque année pour faire un tour d'horizon de la production et de la consommation d'électricité dans le pays.

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%)

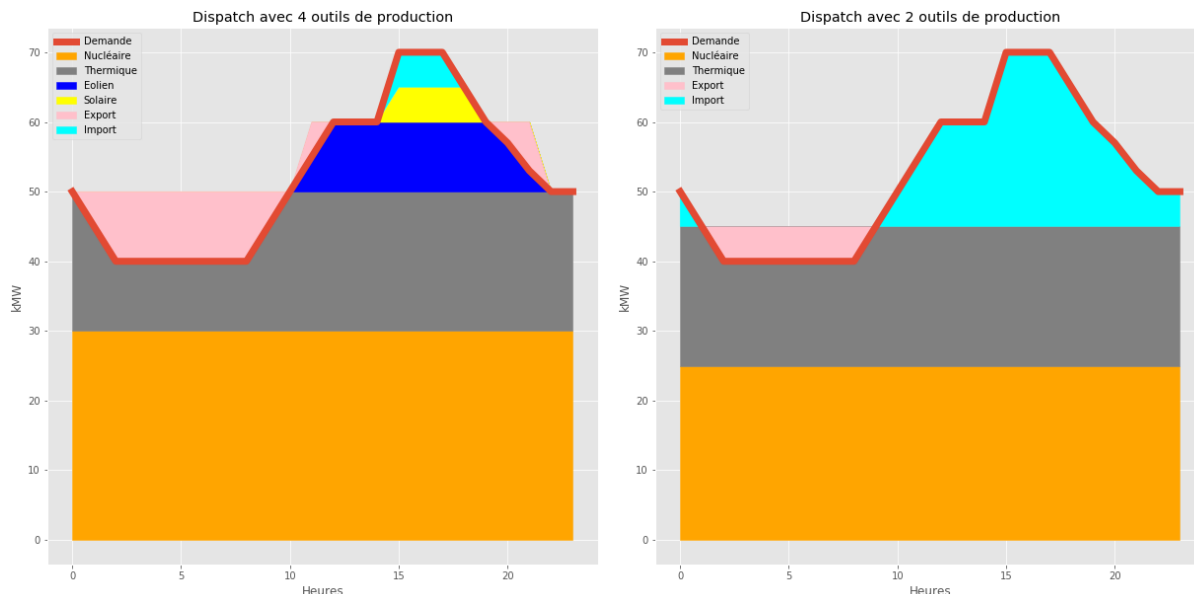
Question 3 : Le dispatch des moyens de production

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.



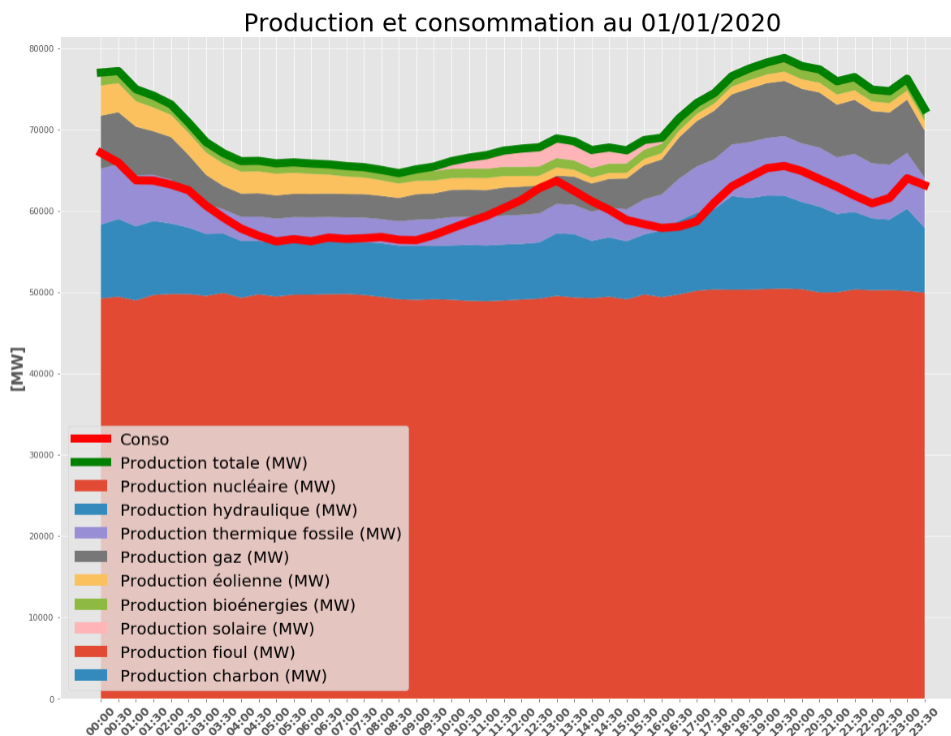
Voici la représentation du dispatch que nous souhaitons reproduire. Pour ce faire, nous allons construire un module python qui prend en entrée la demande journalière et les capacités de production disponible. Si la **production** est **supérieure** à la **demande l'electricité sera exportée**. A l'inverse, Si la **production** est **inférieure** à la **demande l'electricité sera importée**. La capacité de production totale dépendra des capacités installées sur le système. Nous pourrons 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 différents, 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:

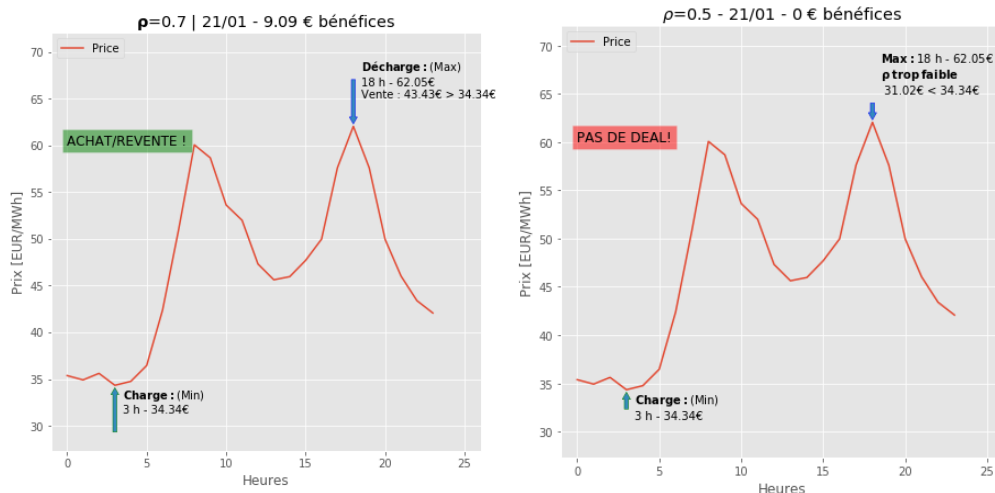
Avec une charge par jour et une décharge par jour, il faut donc que le système se charge lorsque le prix est le plus bas, et se décharge lorsque le prix est le plus élevé.

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 avoir d'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 rendement 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

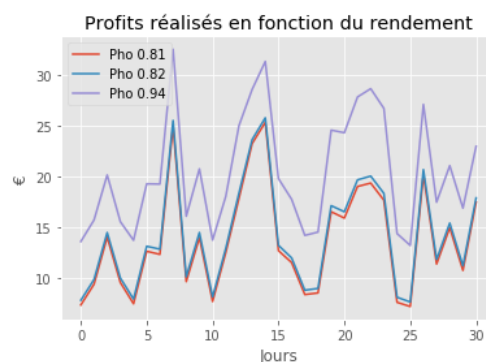
Ainsi sur de nombreuses journées, un technologie de stockage avec un faible rendement ne permet pas de réaliser du profit.

Choix d'une technologie appropriée

Le tableau en [annexe](#) permet d'avoir connaissance des différents types de technologies utilisables. On peut regrouper pour chaque type de technologies, par année, la moyenne du coût de ces installations (scénario de référence), le rendement (round-trip efficiency), et le ratio : $\frac{\rho}{\text{Installation cost}}$.

Year	Type	Installation-cost-reference	Rho	Rho/Cost
2016	Lead-acid	205.00	81.00	0.395122
	High- temperature	383.50	82.00	0.213820
	Li-ion	600.00	94.50	0.157500
	Flow	623.50	70.00	0.112269
	Mechanical	1024.67	74.67	0.072872
2030	Lead-acid	103.00	84.00	0.815534
	High- temperature	161.50	86.00	0.532508
	Li-ion	253.50	96.50	0.380671
	Flow	214.00	78.00	0.364486
	Mechanical	674.67	78.33	0.116101

Plus le ratio est élevé, et plus l'installation est intéressante. Voici les profits possibles sur la base des prix de 2016, avec *Lead-Acid* (0.81), *High-temperature* (0.82), *Li-ion* (0.94) :



ρ	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
0.81	7.4	9.4	14.1	9.6	7.5	12.7	12.4	24.9	9.7	14	7.7	12.5	17.8	23.2	25.3	12.7	11.6	8.4	8.6	16.5	15.9	19	19.4	17.7	7.7	7.2	20.2	11.4	15	10.8	17.5	428
0.82	7.9	9.9	14.5	10	8	13.2	12.9	25.5	10.2	14.5	8.2	12.9	18.4	23.6	25.8	13.2	12	8.8	9	17.1	16.5	19.7	20	18.3	8.2	7.7	20.7	11.9	15.4	11.2	17.9	443
0.94	13.6	15.7	20.2	15.6	13.7	19.3	19.3	32.5	16.1	20.8	13.8	18.1	25	28.5	31.3	19.8	17.8	14.2	14.5	24.6	24.3	27.8	28.6	26.7	14.4	13.2	27.1	17.5	21.1	16.8	23	635

Avec ces technologies on peut dégager un profit relativement intéressant, et en privilégiant le ratio $\frac{\rho}{\text{Installation cost}}$ le plus élevé - ici Lead-Acid. On minimise les frais d'installations, et on augmente donc la rentabilité du système, les CAPEX ayant une grande importance sur la rentabilité d'un projet.

Complexification de la modélisation du stockage (problème d'optimisation)

Formulation du problème d'optimisation

$$\max \sum_{h \in \text{heures}} \text{Prix}(h) \times (-\text{Edecharge}(h) - \text{Echarge}(h))$$

Sous contraintes :

$$0 \leq \text{Echarge}(h) \leq P_{\max} \quad [1]$$

$$-P_{\max} \leq \text{Edecharge}(h) \leq 0 \quad [2]$$

$$\text{SoC}(h+1) = \text{SoC}(h) + \rho \cdot \text{Echarge}(h) + \text{Edecharge}(h) \quad [3]$$

$$0 \leq \text{SoC}(h) \leq E_{\max} \quad [4]$$

$$\text{SoC}(0) = 0 \quad [5]$$

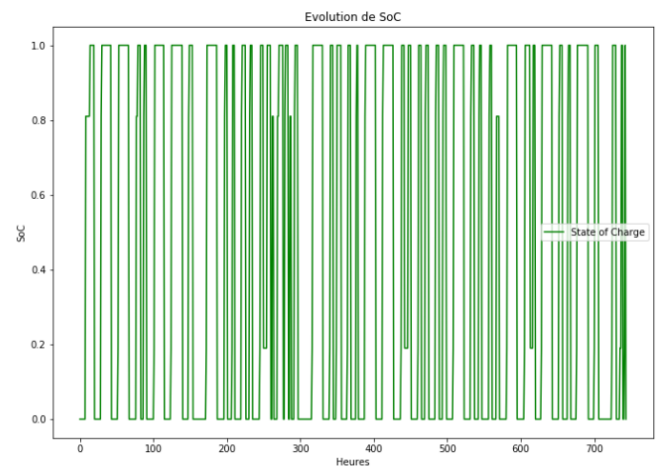
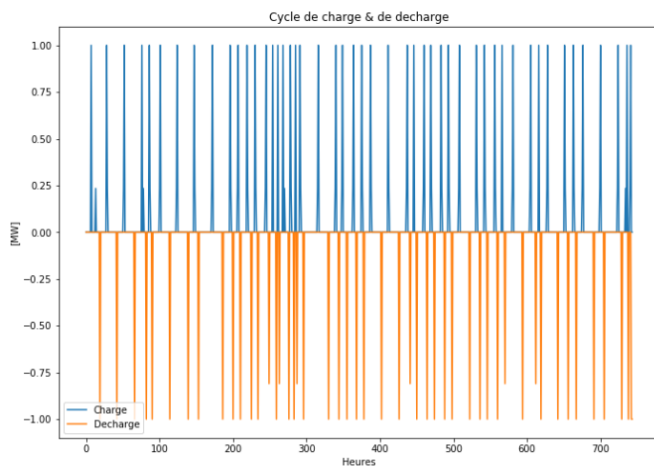
Résolution sous python avec OR Tools.

Le code utilisé pour résoudre ce problème se trouve en annexe

Une fois le problème d'optimisation implémenté sous python, avec comme entrées : Prix mensuel, ρ , P_{\max} , E_{\max} , on peut calculer les cycles de charge et décharge, l'évolution de la SoC (State of Charge) de la batterie et enfin le profit réalisé par le système.

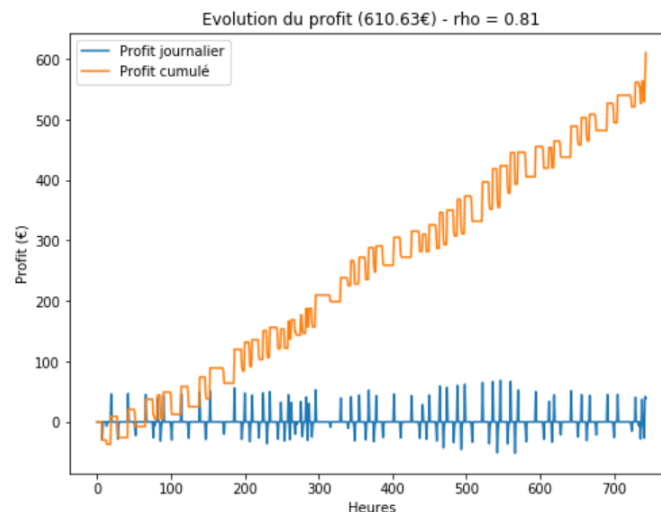
Solution - rho = 0.81 || Pmax =1 || Emax =1

Objectif = 610.6251975308643



La présence d'un rendement à l'entrée du système empêche la charge complète au premier cycle, ce qui explique les deux premières charges au début.

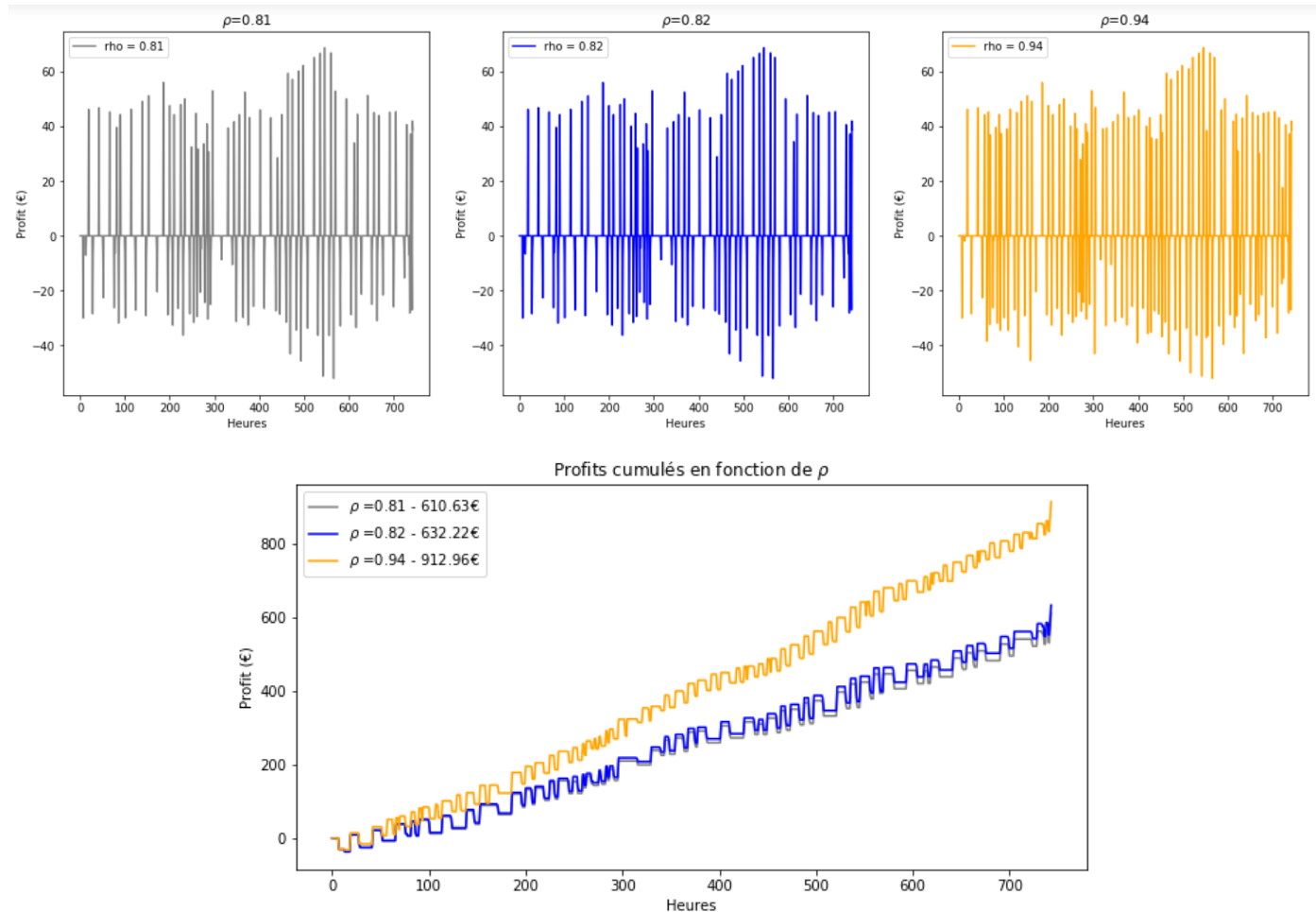
Visualisation du profit journalier



Si on compare avec les simulations réalisées précédemment, on observe que le profit mensuel pour $\rho = 0.81$ est désormais de 610.63€ contre 428€ auparavant.

Synthèse des profits avec les 3 rendements

Sur la base des travaux effectués précédemment, on peut regarder l'évolution des profits pour les trois solutions : *Lead-Acid* (0.81), *High-temperature* (0.82), *Li-ion* (0.94).



Pour comparer l'évolution par rapport aux résultats précédents :

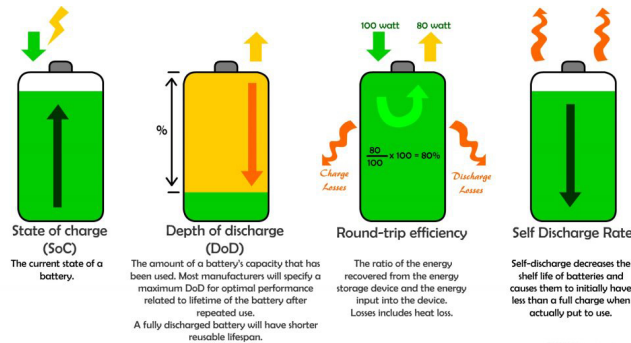
Solution	Profits sans optim	Profits avec optim	% augmentation
Lead acid : $\rho = 0.81$	428€	610.63€	+ 42.6%
High temperature : $\rho = 0.82$	443€	632.22€	+ 42.7%
Li-ion : $\rho = 0.94$	635€	912.96€	+ 43.7%

Conclusion : L'optimisation du système de revenus heure par heure avec des contraintes permet donc d'améliorer de façon significative (+42%) le profit réalisé sur le mois de janvier. Une fois de plus en optimisant le ratio $\frac{\rho}{\text{Installation cost}}$, on dispose d'une installation de stockage performante avec des coûts d'installations les plus faibles possibles.

Annexe :

Code disponible sur mon github : <https://github.com/keyserwood/TEECO>

Fonctionnement d'une unité de stockage



Rendement des unités de stockages en fonction de la technologie

Type	Technology	Year	Energy installation cost (USD/kWh)			Power density (W/L)		Round-trip efficiency (%)	Self-discharge (% per day)		
			worst	reference	best	worst	best		worst	reference	best
Flow	VRFB	2016	1 050	347	315	1	2	70.00	1.00	0.15	0.00
		2030	360	119	108	1	2	78.00	1.00	0.15	0.00
	ZBFB	2016	1 680	900	525	1	25	70.00	33.60	15.00	8.00
		2030	576	309	180	1	25	78.00	33.60	15.00	8.00
High-temperature	NaNiCl	2016	488	399	315	150	270	84.00	15.00	5.00	0.05
		2030	197	161	127	150	270	87.00	15.00	5.00	0.05
	NaS	2016	735	368	263	120	160	80.00	1.00	0.05	0.05
		2030	324	162	116	120	160	85.00	1.00	0.05	0.05
Lead-acid	Flooded LA	2016	473	147	105	10	700	82.00	0.40	0.25	0.09
		2030	237	74	53	10	700	85.00	0.40	0.25	0.09
	VRLA	2016	473	263	105	10	700	80.00	0.40	0.25	0.09
		2030	237	132	53	10	700	83.00	0.40	0.25	0.09
Li-ion	LFP	2016	840	578	200	100	10 000	92.00	0.36	0.10	0.09
		2030	326	224	77	100	10 000	94.00	0.36	0.10	0.09
	LTO	2016	1 260	1 050	473	100	10 000	96.00	0.36	0.05	0.09
		2030	574	478	215	100	10 000	98.00	0.36	0.05	0.09
	NCA	2016	840	352	200	100	10 000	95.00	0.36	0.20	0.09
		2030	347	145	82	100	10 000	97.00	0.36	0.20	0.09
	NMC/LMO	2016	840	420	200	100	10 000	95.00	0.36	0.10	0.09
		2030	335	167	79	100	10 000	97.00	0.36	0.10	0.09
Mechanical	CAES	2016	84	53	2	0	1	60.00	1.00	0.50	0.00
		2030	71	44	2	0	1	68.00	1.00	0.50	0.00
	Flywheel	2016	6 000	3 000	1 500	5 000	10 000	84.00	100.00	60.00	20.00
		2030	3 917	1 959	979	5 000	10 000	87.00	42.61	39.17	8.52
	PHS	2016	100	21	5	0	0	80.00	0.02	0.01	0.00
		2030	100	21	5	0	0	80.00	0.02	0.01	0.00