

Capacity Expansion Problem in Poland

BATARD Robin Lheureux Dylan (Etudiant Erasmus)

19 mai 2023

Table des matières

0.1	Introduction	2
0.2	Partie I	2
0.2.1	Question 1	2
0.2.2	Question 2	3
0.2.3	Question 3	3
0.2.4	Question 4	4
0.2.5	Question 5	4
0.2.6	Question 6	5
0.3	Partie II	6
0.3.1	Question 7	6
0.3.2	Question 8	6
0.3.3	Question 9	7
0.4	Partie III	8
0.4.1	Question 10	8
0.4.2	Question 11	9
0.5	Partie IV	10
0.5.1	Question 12	10
0.5.2	Question 13	10
0.6	Partie V	11
0.6.1	Question 14	11
0.6.2	Question 15	12
0.7	Partie VI	13
0.7.1	Question 16	13
0.7.2	Question 17	14
0.8	Conclusion	14

0.1 Introduction

Dans le cadre de ce projet, nous allons étudier le problème d'expansion de capacités. L'étude porte sur un pays que nous avons choisi avec notre binôme. Nous avons choisi d'étudier ce problème pour le cas de la Pologne. Tout d'abord, il faut définir le cadre de l'étude :

- On réalise l'étude sur une période de 20 ans.
- On divisera l'étude en fonction des heures, c'est à dire qu'on divisera l'année grâce à $t \in T$ avec $T = 1, \dots, 8760$.
- Tout au long de l'étude on prendra un coût de la dette de 3%, une taxe de 30% c'est à dire 0,3. On supposera également que les coûts variables des O&M sont nuls et que les capacity factor des centrales thermiques sont tous égaux à 1 à chaque instant de l'année, c'est à dire qu'elles produisent parfaitement.

0.2 Partie I

0.2.1 Question 1

Pour démarrer ce sujet, nous avons commencé par créer un excel. Ce tableur a pour principal objectif de nous permettre de calculer différents paramètres dont nous aurons besoin lors des résolutions des différents problèmes d'optimisation que nous rencontrerons tout au long de notre projet.

Capacity factor	[-]	60%	Economic life	1	2	3	4	5	6	7
Fuel Cost	[€/MWhth]	40		1,08	1,1664	1,259712	1,36048896	1,46932808	1,58687432	1,71382427
Head rate	[MWh€/MWhth]	1,67		0,92592593	0,85733882	0,79383224	0,73502985	0,6805832	0,63016963	0,5834904
Variable O&M	[€/MWh]	5	L	480	9,81814741					
Fixed Cost	[€/kw/yr]	20	D	48,8890602						
Total Capex	[€/kw]	800								
Economic life	[yrs]	20								
Depreciation	[-]	linear over lifetime	Debt Outstanding	480	469,51094	458,182755	445,948315	432,73512	418,464869	403,052998
Debt share financing	[-]	60%	Debt interest expenses	38,4	37,5608752	36,6546204	35,6758652	34,6188096	33,4771895	32,2442399
Cost of debt	[%]	8%	Debt principal payment	10,4890602	11,3281851	12,2344399	13,213195	14,2702507	15,4118707	16,6448204
Equity share financing	[-]	40%	Levelized debt service	48,8890602	48,8890602	48,8890602	48,8890602	48,8890602	48,8890602	48,8890602
Cost of equity	[%]	12%								
Corporate tax	[%]	33%								
			Facteur d'actualisation	1,12	1,2544	1,404928	1,57351936	1,76234168	1,97382269	2,21068141
			Calcul de PV debt	43,6509466	38,9740595	34,7982674	31,0698816	27,7409657	24,7687194	22,114928
PV equity	320		Depreciation revenues	11,7857143	10,5229592	9,39549927	8,38883863	7,4900345	6,6875308	5,97100964
PV depreciation	-174,3817635		tax on interest debt revenues	11,3142857	9,88128891	8,60971148	7,48197691	6,48240195	5,5969934	4,81326668
PV debt	365,1740793									
Equity annual financing	762,3765907		calcul du EAP	0,89285714	0,79719388	0,71178025	0,63551808	0,56742686	0,50663112	0,45234922
Equivalent annual payment	102,0660479			7,46944362						
PV of operating cost	2962,978897									
Annual payment of OC	396,68		calcul du pv operating cost	354,178571	316,230867	282,348989	252,097311	225,086885	200,970433	179,437887
LCOE	94,89080059									

FIGURE 1 – Notre tableur excel avec des valeurs d'exemples

Pour pouvoir écrire notre problème d'investissement, nous devons d'abord calculer certains paramètres comme l'équivalent annuity of investment charges (respectivement l'équivalent annual payment dans la Figure 1).

Notons le EAP. Ainsi pour calculer EAP, on peut utiliser la formule suivante :

$$EAP = \frac{N}{D} \text{ où } N = \frac{PV_{Debt} + PV_{Equity} + PV_{Depr}}{1 - \text{corporate tax}} \text{ et } D = \sum_{t=1}^{Economic\ life} \frac{1}{(1 + \text{cost of equity})^t}$$

Nous avons donc du procéder au calcul des différentes present values.

$$PV_{Debt} = \sum_{t=1}^{Economic\ life} \frac{D}{(1 + \text{cost of equity})^t} \text{ où } D = \sum_{t=1}^{Economic\ life} \frac{Debt\ share\ financing * CAPEX}{(1 + \text{cost of debt})^t}$$

$$PV_{Depr} = \sum_{t=1}^{Economiclife} \frac{E}{(1+costofequity)^t} \text{ où } E = (Debtinterestexpenses + \frac{CAPEX}{Economiclife}) * corporatetax$$

En appliquant ces formules nous avons déterminé le EAP pour chaque technologie. Nous avons pour cela utilisé trois excels différents pour améliorer la lisibilité et faciliter la compréhension de nos travaux. Les différents excels seront rendus dans un dossier fourni avec le rapport.

Cependant, à titre indicatif, concernant les technologies que nous avons considéré dans cette partie, nous obtenons les résultats suivants :

$$\begin{aligned} EAP_{Coal} &= 160256.1839 \text{ €/MW} \\ EAP_{CCGT} &= 78235.53271 \text{ €/MW} \\ EAP_{OCGT} &= 56608.85446 \text{ €/MW} \end{aligned}$$

0.2.2 Question 2

L'objectif est de maximiser son profit, on en déduit donc que le problème d'optimisation est le suivant :

$$\sum_{t=1}^{8760} d_t \bar{\lambda} - \sum_{g=1}^3 \sum_{t=1}^{8760} p_{g,t} MC_g + k_g (\tilde{A}_g + F_g) \quad (1)$$

La demande est limitée par la demande trouvée sur le site open-power-system-data :

$$0 \leq \mathbf{d}_t \leq \mathbf{D}_t :$$

La demande doit être satisfaite :

$$\sum_{g=1}^3 \mathbf{p}_{g,t} = \mathbf{d}_t, \forall t \in [1, ..., 8760]$$

La production est limitée par la capacité installée :

$$0 \leq \mathbf{p}_{g,t} \leq \mathbf{k}_g, \forall t \in [1, ..., 8760], \forall g \in [1, ..., 3] :$$

avec :

- d_t la variable de demande par heure.
- D_t la demande totale par heure trouvée sur le site open-power-system-data.
- k_g la capacité installée pour chaque technologie.
- \tilde{A}_g l'équivalent annual payment, qui correspond à l'equity annual financing investment actualisé.
- $\bar{\lambda}$ est le seuil de prix pour lequel la demande reste inélastique.
- MC_g représente les coûts marginaux de chaque technologie.⁽¹⁾
- F_g représente les coûts fixes de chaque technologie.

Toutes ces valeurs sont en MW et non pas en kW.
Nous avons ensuite implémenté ce problème sur JuMP.

¹ : Les coûts marginaux sont calculés de cette manière : $(MC_g = FuelCost_g \times HeatRate_g + VariableO\&M_g) \times CapacityFactor$

0.2.3 Question 3

Après implémentation et exécution du code sur JuMP, nous pouvons observer les résultats optimaux suivants :

Tout d'abord, on peut observer le mix optimal de capacité installée :

La valeur optimale pour k_{coal} est de 19717 MW soit 76,92%.
La valeur optimale pour k_{CCGT} est de 1775 MW soit 6,92%.

La valeur optimale pour k_{OCGT} est de 4142 MW soit 16,16%.

On observe ensuite les valeurs optimales de production pour chacune des technologies :

La valeur optimale sur une année pour $p_{coal,1an}$ est de 1.51059555e8 MW/an soit 96.18%.

La valeur optimale sur une année pour $p_{CCGT,1an}$ est de 4.030799e6 MW/an soit 2.57%.

La valeur optimale sur une année pour $p_{OCGT,1an}$ est de 2.177195e6 MW/an soit 1.25%.

On constate ici que l'on produit beaucoup avec la première technologie, celle qui correspond à l'utilisation du charbon. Nous pouvons supposer que cet usage est lié au prix attractif du charbon, de l'ordre de 5euros/MWh.

La production totale du système est de 1.57267549e8 MW/an.

Les coûts d'investissements totaux sont de : 3.3403100106898694e9 euros/an : ils dépendent essentiellement des coûts fixes F_g , \tilde{A}_g et des coûts de production.

Afin de calculer la part de CO_2 totale émise par le système, il faut utiliser le tableau (4) et connaître le nombre total de MW produit par chaque technologie c'est à dire qu'on fait : $p_{coal,1an} \times 1.4 + p_{OCGT,1an} \times 0.5 + p_{CCGT,1an} \times 0.6$, et on obtient : 2.148050935000128e8 tonnes de CO_2 par an. C'est une valeur assez importante, nous verrons plus tard comment limiter l'impact sur l'environnement.

Finalement, le amount load of curtailment, qui représente la différence entre la demande maximale et la demande effective est de 20787.0 MW pour toute l'année. Cette valeur n'est pas énorme. Nous pouvons alors en déduire que la demande a globalement été satisfaite.

0.2.4 Question 4

Afin de répondre à cette question, nous avons ajouté un bout de code sur Julia. Ce bout de code est toujours disponible dans le fichier en commentaire afin d'éviter de flood le terminal lorsqu'on affiche les 8760 valeurs. Des indications sont présentes dans le code afin de lancer le script associé à cette question.

Les balance constraints sont les contraintes telles que $p_{coal,t} + p_{OCGT,t} + p_{CCGT,t} = demande_t$, c'est à dire la contrainte pour que la demande soit satisfaite.

En compilant le code sur Julia, on se rend compte que les dual values associées correspondent aux coûts variables des différentes technologies :

```
Dual value for constraint c at time 8746: 62.5
Dual value for constraint c at time 8747: 40.5
Dual value for constraint c at time 8748: 40.5
Dual value for constraint c at time 8749: 12.0
Dual value for constraint c at time 8750: 12.0
Dual value for constraint c at time 8751: 12.0
Dual value for constraint c at time 8752: 12.0
Dual value for constraint c at time 8753: 40.5
Dual value for constraint c at time 8754: 40.5
Dual value for constraint c at time 8755: 40.5
Dual value for constraint c at time 8756: 40.5
Dual value for constraint c at time 8757: 40.5
Dual value for constraint c at time 8758: 12.0
Dual value for constraint c at time 8759: 12.0
Dual value for constraint c at time 8760: 12.0
```

FIGURE 2 – Dual values

0.2.5 Question 5

Dans cette partie, l'objectif est de statuer sur la rentabilité des différentes sources de production d'électricité en se plaçant dans les conditions du problème d'optimisation de la question 2 .

Pour ce faire nous avons calculé le LCOE, Levelized Cost Of Energy, à l'aide des résultats trouvés en

solvant le problème d'optimisation.
 Nous avons utilisé la formule suivante :

$$LCOE = \frac{\sum_t p_{g,t}^* MC_g + k_g^* (A_g + F_g)}{\sum_t p_{g,t}^*}$$

MC_g représente les coûts variables de la technologie g
 $A_g + F_g$ représente les coûts fixes de la technologies g
 $\sum_t p_{g,t}^*$ représente la production totale de la technologie g
 k_g^* représente la capacité installée de la technologie g

On obtient alors les résultats suivants (en arrondissant au centième) :

$$\begin{aligned} LCOE_{Coal} &= 40.75 \text{ €/MW} \\ LCOE_{CCGT} &= 87.50 \text{ €/MW} \\ LCOE_{OCGT} &= 210.15 \text{ €/MW} \end{aligned}$$

On obtient donc un résultat plus important pour le $LCOE_{OCGT}$. Cela témoigne d'une rentabilité moins importante. Cela s'explique par des coûts de production trop importants par rapport à la quantité de gaz réellement produite.

Cette sous-production s'explique par le Heat rate trop élevé de la technologie OCGT.

A ce stade de l'étude, aucune taxe n'est imposé sur le rejet de CO₂. Etant donné que le prix au MWH du charbon est moins élevé que le prix du gaz ($5 < 25$), il est alors plus rentable de produire du charbon dès lors que l'on atteint une quantité produite suffisamment grande ($k_1^* \gg k_2^*$). Malgré des coûts de production plus élevés, le charbon est donc plus utilisé ce qui justifie que son LCOE est plus petit que celui du gaz.

0.2.6 Question 6

Dans cette partie on trace la production totale de chaque technologie en fonction des différentes heures lors d'une année.

Le graphe est présenté de façon monotone.

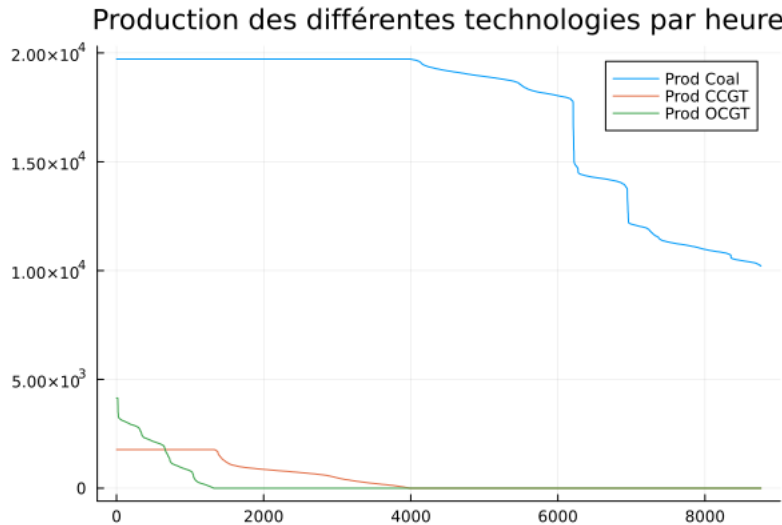


FIGURE 3 – Graphique affichant la production par heure d'une technologie sur une période d'un an (trié)

0.3 Partie II

Sur ce graphique, nous observons qu'on produit avec la centrale à charbon toute l'année, tandis qu'avec la centrale OCGT nous ne produisons que pendant 1500 heures avec, et pour la centrale CCGT on ne produit que pendant 4000 heures environ. Cela permet de voir plus en détail comment la production est répartie au sein des 3 centrales.

0.3.1 Question 7

Dans le cours, nous avons démontré que si une technologie de production d'énergie avait un coût d'investissement et un fuel cost plus élevé alors on pouvait exclure cette technologie du marché. Dans cette partie, notre étude mélange des sources de production renouvelables et thermiques. Les technologies renouvelables ont pour particularité de ne pas payer de fuel cost. Ainsi de nombreuses technologies thermiques pourraient être exclues du marché si leurs coûts d'investissement étaient trop importants.

Cependant cette règle ne peut pas s'appliquer ici puisque les technologies renouvelables ont une capacité de production limitée et insuffisante pour couvrir la demande totale. En effet, les énergies renouvelables ne sont pas capables de nous garantir de pouvoir produire à toutes heures de la journée.

0.3.2 Question 8

En ajoutant des sources d'énergie renouvelables, on ne change pas radicalement le problème d'optimisation, il suffit juste de suivre le même format que l'équation (1). Nous obtenons donc :

$$\sum_{t=1}^{8760} d_t \bar{\lambda} - \sum_{g=1}^3 \sum_{t=1}^{8760} p_{g,t} MC_g + k_g(\tilde{A}_g + F_g) - \sum_{g=4}^6 \sum_{t=1}^{8760} k_g(\tilde{A}_g + F_g) \quad (2)$$

La demande est limitée par la demande trouvée sur le site open-power-system-data :

$$0 \leq \mathbf{d}_t \leq \mathbf{D}_t :$$

La demande doit être satisfaite :

$$\sum_{g=1}^6 \mathbf{p}_{g,t} = \mathbf{d}_t, \forall t \in [1, \dots, 8760]$$

La production est limitée par la capacité installée :

$$0 \leq \mathbf{p}_{g,t} \leq \mathbf{k}_g, \forall t \in [1, \dots, 8760], \forall g \in [1, \dots, 3] :$$

$$0 \leq \mathbf{p}_{g,t} \leq \mathbf{CapFactor}_{g,t} \times \mathbf{k}_g, \forall t \in [1, \dots, 8760], \forall g \in [4, 5, 6]$$

avec :

- d_t la variable de demande par heure.
- D_t la demande totale par heure trouvée sur le site open-power-system-data.
- k_g la capacité installée pour chaque technologie.
- \tilde{A}_g l'équivalent annual payment, qui correspond à l'equity annual financing investment actualisé.
- $\bar{\lambda}$ est le seuil de prix pour lequel la demande reste inélastique.
- MC_g représente les coûts marginaux de chaque technologie.⁽¹⁾
- F_g représente les coûts fixes de chaque technologie.
- $CapFactor_{g,t}$ représente le capacity factor de la technologie g à chaque heure, trouvé sur le site <https://www.renewables.ninja/>.

En exécutant ce problème d'optimisation sur JuMP, nous allons voir si le seul fait d'avoir la possibilité de produire de l'énergie verte suffit à réduire convenablement les émissions de CO_2 .

0.3.3 Question 9

Après implémentation et exécution du code sur JuMP, nous pouvons observer les résultats optimaux suivants :

Tout d'abord, on peut observer le mix optimal de capacité installée :

La valeur optimale pour k_{coal} est de 18383 MW soit 63.65%.
La valeur optimale pour k_{CCGT} est de 1941 MW soit 6.56%.
La valeur optimale pour k_{OCGT} est de 4087 MW. soit 13,81%
La valeur optimale pour $k_{Onshore}$ est de 3521 MW soit 11,90%.
La valeur optimale pour $k_{Offshore}$ est de 0 MW soit 0%.
La valeur optimale pour k_{PV} est de 1209 MW soit 4,09%.

On observe que le mix a changé et qu'on prend effectivement en compte les énergies renouvelables.

Cependant la technologie Wind offshore présente des coûts fixes bien plus élevés par rapport aux autres énergies renouvelables tout en ne disposant pas d'une capacité de production plus importante. C'est pourquoi la technologie Wind offshore se retrouve exclue et aurait pour consigne de ne pas produire si l'on souhaite garder cette solution optimale .

Déterminons à présent les valeurs optimales de production effectives pour chaque technologie.

La valeur optimale sur une année pour $p_{coal,1an}$ est de 1.4037853295296365e8 MW/an soit 89.02%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{CCGT,1an}$ est de 5.142315857777941e6 MW/an soit 3.27%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{OCGT,1an}$ est de 2.3790115141118094e6 MW/an soit 1.51%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{Onshore,1an}$ est de 8.0341517816014355e6 MW/an soit 5.10%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{Offshore,1an}$ est de 0 MW/an soit 0%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{PV,1an}$ est de 1.3332585666033914e6 MW/an soit 0.98%.

Suite à l'ajout dans l'étude des technologies renouvelables, la technologie la plus utilisée dans l'optique d'une solution optimale reste encore le charbon même si sa production diminue. On remarque qu'en l'absence de taxe sur les émissions de CO_2 , les technologies renouvelables souffrent économiquement face aux technologies thermiques et ne représentent que 6.08% des parts de la production totale.

La production totale du système est de 1.5726727067306033e8 MW. Et les coûts d'investissements totaux sont de : 3.560086321145994e9 €.

Les coûts d'investissement ont légèrement augmenté suite à l'apparition dans le marché des technologies renouvelables dont il faut financer le fonctionnement.

On réitère la même technique pour calculer le CO_2 émis, l'avantage étant que les énergies renouvelables n'en émettent pas. Le système relâche 2.0052851097149268e8 tonnes de CO_2 .

On constate que l'inclusion des technologies renouvelables dans le marché permet néanmoins de réduire un peu les émissions de CO_2 .

Finalement, le amount load of curtailment, qui représente la différence entre la demande maximale et la demande effective est de 21065.3 MW pour toute l'année : il a légèrement augmenté mais rien de significatif.

On détermine le prix moyen perçu par chaque technologie renouvelable :

Onshore : 4.585703071690326e6 €/an Offshore : 0 €/an PV : 7.609923325361811e5 €/an

On a ensuite calculé le prix moyen total en considérant chaque technologie :

Prix moyen : 1.496073731669224e7 €/an.

Sans surprise le revenu perçu chaque année par les technologies renouvelables est nettement en dessous du prix moyen et en conséquent du prix perçu par les technologies thermiques (notamment le charbon).

0.4 Partie III

0.4.1 Question 10

En rajoutant une batterie dont les caractéristiques sont décrites dans le tableau, on transforme le problème d'optimisation.

Sachant que le ratio E/P représente la capacité énergétique du module de stockage divisé par sa puissance nominale, on trouve que la capacité est de 4k₇ MWh et la puissance 1k₇ MW.

Au final, on se ramène au problème d'optimisation suivant :

$$\sum_{t=1}^{8760} \bar{\lambda}(d_t + p_{out_t} - p_{in_t}) - \sum_{g=1}^3 \sum_{t=1}^{8760} p_{g,t} MC_g + k_g(\tilde{A}_g + F_g) - \sum_{g=4}^7 \sum_{t=1}^{8760} k_g(\tilde{A}_g + F_g) \quad (3)$$

La demande est limitée par la demande trouvée sur le site open-power-system-data :

$$0 \leq \mathbf{d}_t \leq \mathbf{D}_t :$$

La demande doit être satisfaite :

$$\sum_{g=1}^6 \mathbf{p}_{g,t} + \mathbf{p}_{out_t} - \mathbf{p}_{in_t} = \mathbf{d}_t, \forall t \in [1, \dots, 8760]$$

La production est limitée par la capacité installée :

$$0 \leq \mathbf{p}_{g,t} \leq \mathbf{k}_g, \forall t \in [1, \dots, 8760], \forall g \in [1, \dots, 3] :$$

$$0 \leq \mathbf{p}_{g,t} \leq \mathbf{CapFactor}_{g,t} \times \mathbf{k}_g, \forall t \in [1, \dots, 8760], \forall g \in [4, 5, 6]$$

Contraintes liées à la batterie :

$$0 \leq \mathbf{eb}_t \leq \mathbf{Eb}_t, \forall t \in [1, \dots, 8760]$$

$$0 \leq \mathbf{p}_{in_t} \leq \mathbf{Pb}_t, \forall t \in [1, \dots, 8760]$$

$$0 \leq \mathbf{p}_{out_t} \leq \mathbf{Pb}_t, \forall t \in [1, \dots, 8760] \quad \mathbf{eb}_t = \mathbf{eb}_{t-1} + \sqrt{\eta} \mathbf{p}_{in_{t-1}} - \frac{1}{\sqrt{\eta}} \mathbf{p}_{out_{t-1}}, \forall t \in [2, \dots, 8760]$$

$$\mathbf{eb}_1 = 0$$

avec :

- d_t la variable de demande par heure.
- D_t la demande totale par heure trouvée sur le site open-power-system-data.
- k_g la capacité installée pour chaque technologie.
- \tilde{A}_g l'équivalent annual payment, qui correspond à l'equity annual financing investment actualisé.
- $\bar{\lambda}$ est le seuil de prix pour lequel la demande reste inélastique.
- MC_g représente les coûts marginaux de chaque technologie.⁽¹⁾
- F_g représente les coûts fixes de chaque technologie.
- $CapFactor_{g,t}$ représente le capacity factor de la technologie g à chaque heure, trouvé sur le site <https://www.renewables.ninja/>.

Avec ce nouveau problème d'optimisation, on espère pouvoir réduire l'écart entre la demande et la production, on espère également faire des économies en stockant de l'énergie lorsqu'on peut produire plus que la demande.

0.4.2 Question 11

Après implémentation et exécution du code sur JuMP, nous pouvons observer les résultats optimaux suivants :

Tout d'abord, on peut observer le mix optimal de capacité :

La valeur optimale pour k_{coal} est de 19286.100036683787 MW soit 62.65%.
La valeur optimale pour k_{CCGT} est de 1735.5452718676097 MW soit 5.64%.
La valeur optimale pour k_{OCT} est de 3241.700562484719 MW. soit 10,53%
La valeur optimale pour $k_{Onshore}$ est de 874.1746148202494 MW soit 2,84%.
La valeur optimale pour $k_{Offshore}$ est de 0 MW soit 0%.
La valeur optimale pour k_{PV} est de 559.2483899894025 MW soit 1.82%.
La valeur optimale pour la capacité de la batterie est de : 5084.733031711093 MW soit 16.52%.

La valeur optimale sur une année pour $p_{coal,1an}$ est de 1.4799075088180044e8 soit 94.10%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{CCGT,1an}$ est de 4.351032004075882e6 soit 2.77%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{OCT,1an}$ est de 2.3368231851838306e6 soit 1.48%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{Onshore,1an}$ est de 1.9944943348862813e6 soit 1.27%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{Offshore,1an}$ est de 0 soit 0%.
La valeur optimale sur une année pour $p_{PV,1an}$ est de 6.166524409798654e5 soit 0.39%.
Ces valeurs représentent les valeurs optimales de production effectives pour chaque technologie.

On remarque que la production d'énergie par les technologies de charbon monopolisent quasiment le marché avec 94.10% de part de production.

En fait, on se rend compte que le charbon est la principale technologie en charge du remplissage de la batterie, c'est pourquoi sa production a drastiquement augmenté. En comparaison avec la partie précédente, la technologie liée au charbon peut produire quasiment sans restrictions, ses coûts fixes n'augmentent pas et le prix du charbon est le prix le plus attractif du marché, il paraît donc rationnel qu'il produise le surplus d'énergie à stocker dans la batterie.

La production totale du système est de 1.5728975284692892e8 MW. Et les coûts d'investissement totaux sont de : 3.361067595703087e9 €. On observe relativement la même chose que dans la partie précédente.

On réitère la même technique pour calculer le CO_2 émis, l'avantage étant que les énergies renouvelables n'en émettent pas. Le système relâche 2.1076466114770126e8 tonnes de CO_2 par an.

Logiquement, l'émission totale de CO_2 augmente à cause de la production plus importante de charbon, technologie la plus polluante.

Finalement, le amount load of curtailment, qui représente la différence entre la demande maximale et la demande effective est de 0.0 MW pour toute l'année.

C'est grâce à ce paramètre que l'on perçoit le véritable avantage de l'utilisation d'une batterie. Contrairement à la partie précédente, la demande totale est satisfaite et on n'a pas d'écart de production. L'emploi de batterie permet ainsi de mieux contrôler la demande.

On détermine le prix moyen perçu par chaque technologie renouvelable :

Onshore : 1.1384100084967397e6 €/an Offshore : 0 €/an PV : 3.5197057133553986e5 €/an

On a ensuite calculé le prix moyen total en considérant chaque technologie :

Prix moyen : 1.4962876031862915e7 €/an.

Encore une fois le prix reçu par les technologies utilisant les énergies renouvelables est bien en dessous du revenu moyen. L'écart se creuse même par rapport à la partie précédente puisqu'on a produit

plus de charbon pour alimenter les batteries.

0.5 Partie IV

0.5.1 Question 12

Nous avons vu dans les parties précédentes que l'introduction des sources de production plus vertes ne suffisait pas à réduire de manière significative les émissions de CO_2 car cela ne représentait pas un réel avantage pour la Pologne.

C'est pourquoi nous introduisons désormais une taxe sur l'émission de tonne de CO_2 . Voici comment la fonction objective est modifiée :

$$\sum_{t=1}^{8760} \bar{\lambda}(d_t + p_{out_t} - p_{in_t}) - \sum_{g=1}^3 \sum_{t=1}^{8760} p_{g,t}(MC_g + CO_g) + k_g(\tilde{A}_g + F_g) - \sum_{g=4}^7 \sum_{t=1}^{8760} k_g(\tilde{A}_g + F_g) \quad (4)$$

avec CO_g le vecteur $[1,4; 0,5; 0,6]$ qui représente la tonne de CO_2 émise par MWh pour le charbon, CCGT et OCGT.

Cette simple modification va permettre de laisser une chance aux sources d'énergie renouvelables car elles ne sont pas soumises aux taxes liées aux émissions de CO_2 .

0.5.2 Question 13

Après implémentation et exécution du code sur JuMP, nous pouvons observer les résultats optimaux suivants :

Tout d'abord, on peut observer le mix optimal de capacités installées :

La valeur optimale pour k_{coal} est de 0 MW soit 0%.
 La valeur optimale pour k_{CCGT} est de 14326 MW soit 16,13%.
 La valeur optimale pour k_{OCGT} est de 4259 MW soit 4,80%.
 La valeur optimale pour $k_{Onshore}$ est de 37089 MW soit 41,78%.
 La valeur optimale pour $k_{Offshore}$ est de 0 MW soit 0%.
 La valeur optimale pour k_{PV} est de 26243 MW soit 29,56%.
 La valeur optimale pour la capacité de la batterie est de : 6870 MW soit 7,73%.

On constate que pour un fonctionnement optimal, les technologies au charbon sont mises à l'arrêt. En effet la taxe sur les centrales au charbon est de loin la plus élevée en étant plus de deux fois supérieure à celle des technologies au gaz. Les technologies produisant du charbon perdent donc leur place sur le marché.

De même que précédemment, les coûts fixes de la technologie WindOffshore sont si élevés que malgré la taxe imposée sur la production de gaz, ces dernières technologies restent privilégiées. Néanmoins, on constate une très large augmentation de la capacité pour le windOnshore et les PV, ce qui veut dire qu'on a investi beaucoup plus dans ces technologies. On s'aperçoit également que le stockage de la batterie est assez important et qu'elle a toujours un rôle majeur dans la production.

Déterminons à présent les valeurs optimales de production effectives pour chaque technologie.

La valeur optimale sur une année pour $p_{coal,1an}$ est de 0 MW/an soit 0%.
 La valeur optimale sur une année pour $p_{CCGT,1an}$ est de 5.49e7 MW/an soit 34,90%.
 La valeur optimale sur une année pour $p_{OCGT,1an}$ est de 2.60e6 MW/an soit 1.65%.
 La valeur optimale sur une année pour $p_{Onshore,1an}$ est de 7.09e7 MW/an soit 45,07%.

La valeur optimale sur une année pour $p_{Offshore,1an}$ est de 0 MW/an soit 0% .
La valeur optimale sur une année pour $p_{PV,1an}$ est de 2.89e7 MW/an soit 18,37%.

La part de production des technologies a drastiquement changé. On produit désormais beaucoup plus d'énergie renouvelables car ces technologies ne sont pas soumises à cette taxe. Contrairement au résultat obtenu lors de la partie 3 notamment où l'on n'avait pas cette taxe, la production d'énergie renouvelable a été multiplié par environ 40 en passant de 1,66% à 63,44% de la production totale.

La production totale du système est de 1.57e8 MW. Et les coûts d'investissements totaux sont de : 8.17e9 €.

On réitère la même technique pour calculer le CO_2 émis, l'avantage étant que les énergies renouvelables n'en émettent pas. Le système relâche 2.90e7 tonnes de CO_2 par an.

La taxe CO_2 ayant permis l'arrêt de production des technologies de charbon, cela se ressent dans l'émission totale du CO_2 qui chute assez conséquemment.

Finalement, le amount load of curtailment, qui représente la différence entre la demande maximale et la demande effective reste à 0 MW pour toute l'année.

On détermine le prix moyen perçu par chaque technologie renouvelable :

Onshore : 4.0443699550551675e7€/an Offshore : 0 €/an PV : 1.651623956871316e7 €/an

On a ensuite calculé le prix moyen total en considérant chaque technologie :

Prix moyen : 1.496424999549359e7 €/an.

On remarque que les technologies renouvelables fiables comme le PVsolar ou le WindOnshore sont les grands gagnants de cette taxe et voit leur prix reçu explosé. Le prix reçu de ces technologies est même passé au dessus du prix moyen.

0.6 Partie V

0.6.1 Question 14

Dans cette partie, on considère une crise soudaine et brutale du gaz. Les prix du MWH quadruple et passent de 25€/MWH à 100€/MWH.

On a alors commencé par calculer les profits de chaque entreprise en considérant que les capacité mix de ce problème ne bougeaient pas par rapport a celle trouvées lors de la partie IV.

Ainsi nous avons comme résultats (formule dans le code) :

Profits technologie 1 : 0 €/an

Profits technologie 2 : 2.713981641625432e11 €/an

Profits technologie 3 : 1.2576594955195503e10 €/an

Profits technologie 4 : 3.727035349407947e11 €/an

Profits technologie 5 : 0 €/an

Profits technologie 6 : 1.2239741829245993e11 €/an

En calculant les profits avec un prix du gaz de 25€/MWH, on obtient (profit obtenu dans la partie IV) :

Profits technologie 1 : 0 €/an

Profits technologie 2 : 2.715629089750612e11 €/an

Profits technologie 3 : 1.256880861987702e10 €/an

Profits technologie 4 : 3.515046691498722e11 €/an

Profits technologie 5 : 0 €/an

Profits technologie 6 : 1.4359628408338248e11 €/an

Nous pouvons observer que les profits des entreprises produisant du gaz ont un peu diminué dû à l'augmentation de leur coûts variables.

Cependant comme on a obligé les acteurs à produire avec les mêmes capacité mix, il ne s'agit pas ici de la solution optimale.

Le surplus des consommateurs est défini tel que :

$$\text{Surplus des consommateurs} = \text{Valeur totale qu'ils sont prêts à payer} - \text{Coût total réel}$$

Le social welfare est défini comme étant :

$$\text{Social welfare} = \text{Surplus des consommateurs} + \text{Surplus des producteurs} = \text{Surplus des consommateurs} + \text{profit total}$$

Nous obtenons donc comme résultat :

$$\begin{aligned} \text{Surplus consumer} &: 0 \text{ €/an} \\ \text{social welfare} &: 7.792326708281929e11 \text{ €/an} \end{aligned}$$

En comparaison dans la partie 4, nous avons obtenu :

$$\begin{aligned} \text{Surplus consumer} &: 0 \text{ €/an} \\ \text{social welfare} &: 7.792326708281929e11 \text{ €/an} \end{aligned}$$

Nous constatons aucun changement lors de ces deux cas. Cela est due au fait que l'on ne fait pas varier notre prix qui est fixé au seuil à 5000€/MWh et au fait que la demande est satisfaite à tout instant grâce à l'énergie stockée dans la batterie.

0.6.2 Question 15

Avec ce nouveau prix du gaz, nous observons les capacités installées optimales suivantes :

La valeur optimale pour k_{coal} est de 14768 MW soit 17,34%.
La valeur optimale pour k_{CCGT} est de 2653 MW soit 3,11%.
La valeur optimale pour k_{OCGT} est de 294 MW. soit 0,35%.
La valeur optimale pour $k_{Onshore}$ est de 39970 MW soit 46,94%.
La valeur optimale pour $k_{Offshore}$ est de 0 MW soit 0%.
La valeur optimale pour k_{PV} est de 27473 MW soit 32,26%.
La valeur optimale pour la capacité de la batterie est de : 7431 MW soit 8,73%.

On observe clairement que le mix des capacités installées a changé. On évite au maximum de produire avec des centrales au gaz car l'augmentation du prix du gaz est beaucoup trop importante pour continuer de produire avec ces centrales là comme auparavant. Ceci a pour conséquence le retour des

technologies utilisant le charbon sur le marché qui avaient disparu depuis l'apparition de la taxe CO_2 . On utilise également plus d'énergies renouvelables.

De plus, nous avons les profits suivants pour chaque technologie :

Profits technologie 1 : 2.516966115251512e11 €/an

Profits technologie 2 : 7.73697374154816e9 €/an

Profits technologie 3 : 3.9462192521759504e8 €/an

Profits technologie 4 : 3.6591545153074194e11 €/an

Profits technologie 5 : 0 €/an

Profits technologie 6 : 1.5032594476478195e11 €/an

Contrairement au cas de la question précédente, les profits des technologies utilisant le gaz chutent logiquement. Cette chute du profit est directement due à l'augmentation du prix du gaz. De plus, cette chute entraîne le rebond de la production d'électricité via le charbon, ce qui est un désastre pour le taux de rejection de CO_2 . Celles-ci génère un profit inattendu dans le sens où ce ne sont pas ses actions qui sont à l'origine de ce bénéfice.

Pour lutter contre le retour des technologies utilisant le charbon, l'Etat polonais pourrait par exemple plafonner le montant du prix du gaz à une certaine valeur. Il pourrait encore revoir à la hausse sa taxe CO_2 rendu complètement inefficace par l'envolée des prix du gaz.

Une mesure possible a plus long terme afin de contrer ces profits inattendu serait de développer au maximum des technologies utilisant des énergies plus contrôlable comme les énergies renouvelables. En effet, ces dernières ne subissent pas les aléas du marché : elles n'ont pas de fuel cost et ont un coût fixe que l'on peut facilement prévoir.

0.7 Partie VI

0.7.1 Question 16

Dans cette partie, on a décidé de modéliser les capacités installées des centrales à charbon, OCGT et CCGT de manière discrète : De sorte à éviter la possibilité d'investir dans 1,5 centrale à charbon par exemple, ce qui ne reflète pas vraiment la réalité. D'où la nécessité d'adapter le modèle, plus précisément les contraintes :

La demande est limitée par la demande trouvée sur le site open-power-system-data :

$$0 \leq d_t \leq D_t :$$

La demande doit être satisfaite :

$$\sum_{g=1}^6 p_{g,t} + p_{out,t} - p_{in,t} = d_t, \forall t \in [1, \dots, 8760]$$

La production est limitée par la capacité installée :

$$k_1 \equiv 0 \pmod{600}$$

$$k_2 \equiv 0 \pmod{500}$$

$$k_3 \equiv 0 \pmod{300}$$

$$0 \leq p_{g,t} \leq k_g, \forall t \in [1, \dots, 8760], \forall g \in [1, \dots, 3] :$$

$$0 \leq p_{g,t} \leq \text{CapFactor}_{g,t} \times k_g, \forall t \in [1, \dots, 8760], \forall g \in [4, 5, 6]$$

Contraintes liées à la batterie :

$$0 \leq eb_t \leq Eb_t, \forall t \in [1, \dots, 8760]$$

$$0 \leq p_{in,t} \leq Pb_t, \forall t \in [1, \dots, 8760]$$

$$0 \leq \mathbf{p}_{out_t} \leq \mathbf{Pb}_t, \forall t \in [1, \dots, 8760] \quad \mathbf{eb}_t = \mathbf{eb}_{t-1} + \sqrt{\eta} \mathbf{p}_{in_{t-1}} - \frac{1}{\sqrt{\eta}} \mathbf{p}_{out_{t-1}}, \forall t \in [2, \dots, 8760] \\ \mathbf{eb}_1 = \mathbf{0}$$

La seule modification à faire est de prendre k_1 , k_2 , k_3 entiers et multiples de 600, 500 et 300 respectivement.

En lançant le code avec ce modèle, nous trouvons les capacités installées optimales.

0.7.2 Question 17

Avec ce nouveau modèle, nous trouvons les capacités installées optimales suivantes :

La valeur optimale pour k_{coal} est de 0 MW.

La valeur optimale pour k_{CCGT} est de 14500 MW.

La valeur optimale pour k_{OCGT} est de 4500 MW.

La valeur optimale pour $k_{Onshore}$ est de 37089 MW soit 41,78%.

La valeur optimale pour $k_{Offshore}$ est de 0 MW.

La valeur optimale pour k_{PV} est de 26243 MW.

La valeur optimale pour la capacité de la batterie est de : 6870 MW.

On observe à peu près le même capacité mix que dans la partie IV, à la seule différence près : la capacité installée pour les centrales thermiques est arrondie au supérieur, c'est à dire que si on a besoin de 2,3 centrales au charbon, alors on considère qu'on en a besoin de 3.

Ensuite, en fixant ces capacités installées et en relançant le code par soucis de convexité, nous trouvons les profits suivants pour chaque technologie :

Profits technologie 1 : 0.0 €/an

Profits technologie 2 : 2.72504923567032e11 €/an

Profits technologie 3 : 1.1844624737535986e10 €/an

Profits technologie 4 : 3.7152954218598193e11 €/an

Profits technologie 5 : 0.0 €/an

Profits technologie 6 : 1.2328451773731155e11 €/an

On observe une légère baisse du profit pour les centrales thermiques car on produit a même chose avec ces centrales mais leur capacité a augmenté ce qui entraîne des coûts d'investissements plus élevés. Nous observons que la capacité installée pour les centrales thermiques est plus grande mais que leur production demeure inchangée : cela veut dire que les investisseurs investissent, en quelque sorte, une partie de leur argent pour "rien" car on utilise pas la centrale à 100% de sa capacité. Néanmoins, il faut relativiser et prendre en compte l'échelle à laquelle nous sommes : la perte d'argent n'est pas vraiment conséquente puisque le profit de ces technologies diminue certes, mais reste relativement élevé, ce qui permet de compenser cet effet.

0.8 Conclusion

En définitive, on observe que le système que l'on étudie est très dépendant des événements extérieurs, c'est à dire des événements que l'on ne choisit pas ou qu'on ne prévoit pas forcément. Par exemple le prix du gaz ou les taxes sur les émissions de CO_2 . Ainsi, on observe qu'il est plus intéressant de produire de l'électricité avec certaines centrales plutôt que d'autres selon ces événements.

On observe bien qu'il est plus intéressant de produire plus d'électricité avec des panneaux solaires ou des éoliennes si la taxe sur la tonne de CO_2 émise est élevée. Cependant, si la taxe est relativement faible ou s'il n'y en a pas, alors la Pologne n'a aucun intérêt à produire avec des panneaux solaires

ou des éoliennes puisqu'elle n'aura aucun "malus" à le faire. Cela lui reviendrait même moins cher de produire avec des centrales thermiques.

De même, si le prix du gaz explose, alors on observe une tendance à produire beaucoup plus avec les centrales au charbon et les énergies renouvelables : produire avec les OCGT et les CCGT n'est plus du tout rentable.

En d'autres mesures, une installation intéressante à prévoir pour la Pologne si elle souhaite au mieux gérer son énergie produite et sa capacité installée est d'avoir des batteries pour pouvoir stocker le surplus d'énergie à certaines heures afin de redistribuer ce surplus lorsqu'il en manque.

Au final, la production d'énergie pour un pays est un véritable défi économique et social, le pays doit faire face à des événements extérieurs qui parfois surviennent subitement, tout en continuant de satisfaire la demande du pays.