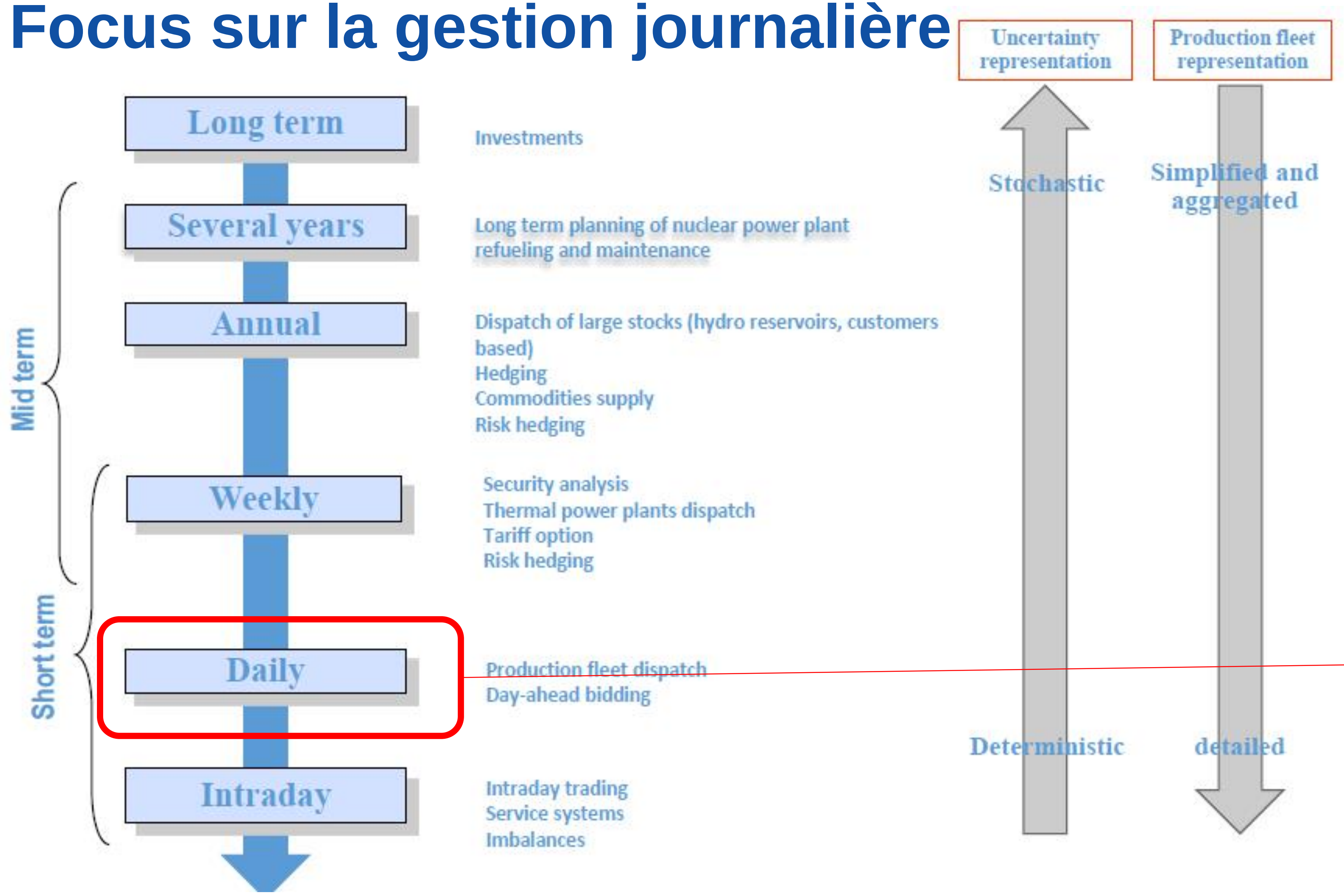
TP PLNE

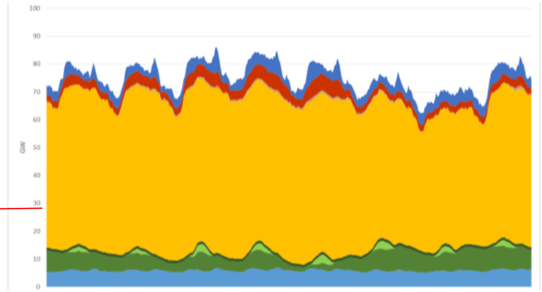
Application de méthodes d’optimisation à la gestion d’un parc de production d’électricité

19/4/2021

Focus sur la gestion journalière



Que doivent produire les centrales demain?



Utilisation de la PLNE pour gérer un parc de production

Optimisation centralisée

- Equilibre offre-demande
- Impact des contraintes dynamiques

Transition écologique

- Stockage (uniquement turbinable) permettant de différer la production
- Insérer des ENR non maneouvrables
- Stockage (turbine et pompe) permettant de différer la production

Optimisation décentralisée

- Acteur local avec EnR, stockage et tarif de rachat fixe
- Acteur local avec EnR, stockage et tarif de rachat adapté

2 méthodes de résolution :
Simplexe (1947)
Point intérieur (1984)

Programmation linéaire sans nombres entiers

Poids des variables dans la fonction objectif

Vecteur des variables réelles continues

$$(P) : \begin{cases} \min_x & c^t x \\ \text{s.t.} & Ax = b \\ & x \in [\underline{x}, \bar{x}] \\ x \in \mathbb{R} & \end{cases}$$

Constantes

Bornes des variables réelles : intervalle continu

Poids des variables dans les contraintes

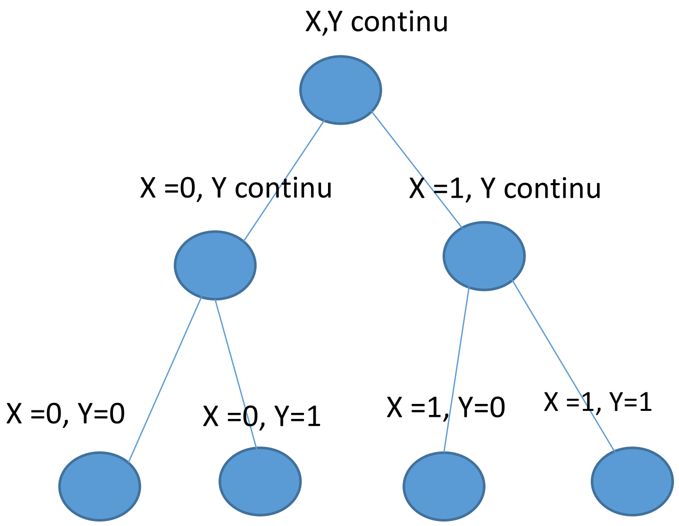
Méthode d'optimisation permettant de gérer :

- Des variables dont l'ensemble de définition est un intervalle réel (borné ou non)
- Des contraintes linéaires : égalités ou inégalité sur des combinaisons linéaires de variables
- Une fonction objectif (combinaison linéaire)

PL avec nombres entiers

$$
(P) : \begin{cases} \min_x & c^t x \\ \text{s.t.} & Ax = b \\ & x \in [\underline{x}, \bar{x}] \\ x \in \mathbb{N} & \end{cases}
$$

Résolution :
Simplexe et point intérieur (résolution des nœuds de l'arbre)
Branch and bound (exploration de l'arbre de taille théorique 2 puissance le nombre de binaires)



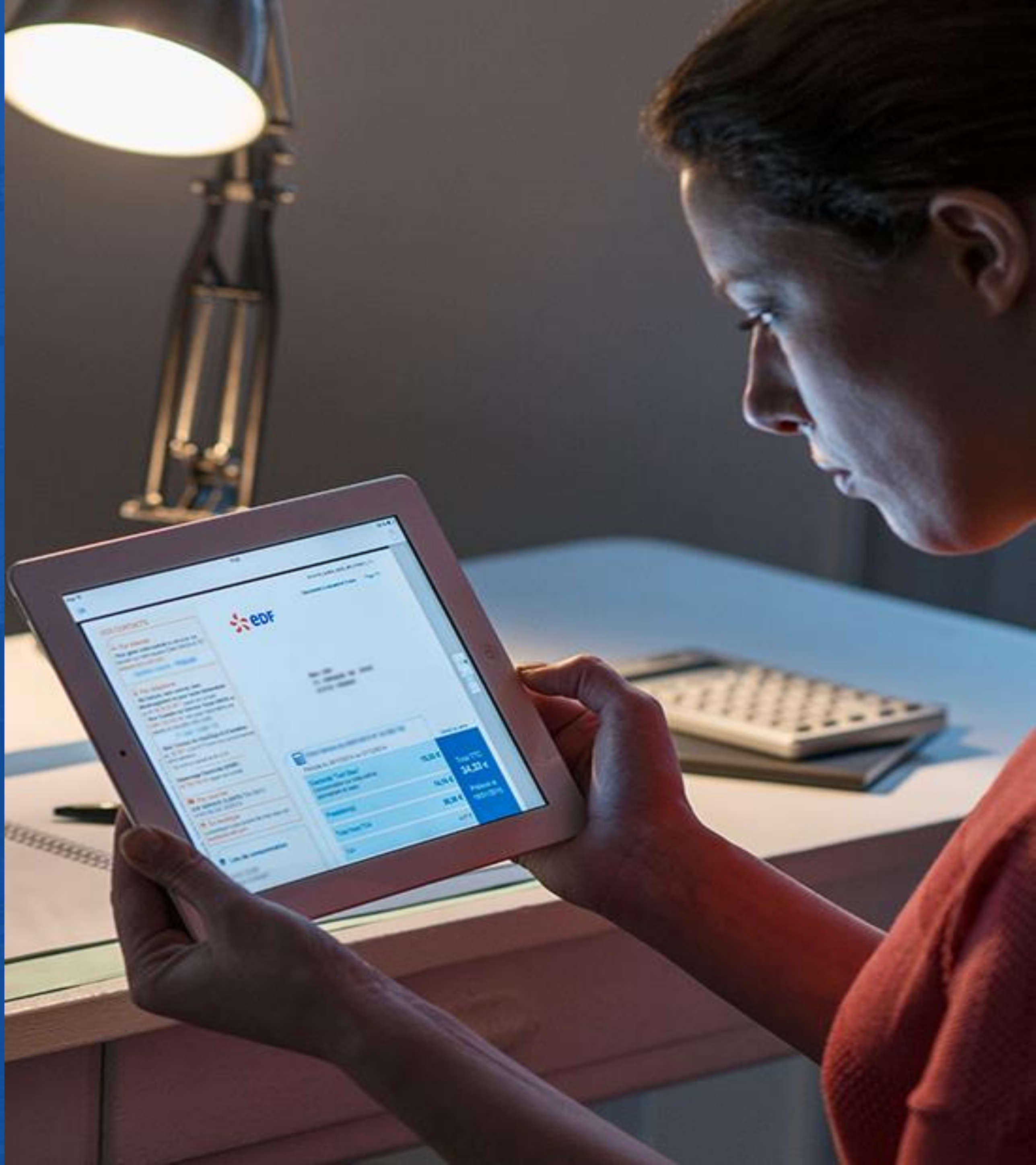
Notion de variable duale (sortie du solveur)

$$(P) : \begin{cases} \min_x & c^t x \\ \text{s.t.} & Ax = b \\ & x \in [\underline{x}, \bar{x}] \\ x \in \mathbb{N} & \end{cases}$$

Interprétation mathématique : dérivée de la fonction objectif par rapport au membre droit de la contrainte

Interprétation économique : coût marginal (combien coûte la variation d'une unité du membre droit)

Prise en main du TP



Installation du python

#installer miniconda3.7 ou anaconda3 (si vous n’avez pas python3)
#lancer anaconda prompt (sous windows)

 # taper la commande pour téléchargez les paquets
pip install pulp==2.0 pandas spyder bokeh==2.0.0

 # taper la commande pour lancer spyder
spyder

#lancer le fichier de TP linear_prog/question1/question1_solution.py depuis spyder

Prise en main de pulp

PuLP est un modeleur python de programmation linéaire

PuLP peut être interfacé avec différents solveurs

Cplex
Gurobi
Coin
Glpk
Xpress

Créer un problème avec PuLP

- Inclure le package

#include pulp

- Créer un problème de minimisation

lp=pulp.LpProblem(« prob_name», pulp.LpMinimize)

- Ou de maximisation

lp=pulp.LpProblem(« prob_name», pulp.LpMaximize)

Créer des variables

- Continues

pulp.LpVariable(« var_name », mininimum, maximum)

- Binaires

pulp.LpVariable(« var_name », cat=« Binary »)

- Créer des dictionnaires de variables

```
tabVar[dim1]={}
 for i in range(dim1):
     tabVar[i]={}
     for j in range (dim2):
         tabVar[i][j]=pulp.Variable(« tabVar»+str(i)+ « _»+str(j),cat=« Binary »)
```

Créer des contraintes

- Créer une contrainte d'égalité
  - Variables var1, var2 doivent avoir été créées avant

    lp+= var1 + var2 == 3.0, constraintName

- Créer une contrainte d'inégalité
  - Variables var1, var2 doivent avoir été créées avant

    lp+= var1 + var2 <= 3.0, constraintName

Créer des contraintes

- Créer une contrainte avec une somme de variables

  var[0], var[1], var[2] doivent avoir été créées auparavant

  lp+= pulp.lpSum([var[i] for i in range(3)])<= 3.0, constraintName

- Créer une contrainte avec une combinaison linéaire de variables

  var[0], var[1], var[2] doivent avoir été créées auparavant

  *lp+= pulp.lpSum ([var[i] * weight[i] for i in range(3)])<= 3.0, constraintName*

Fonction objectif

- Basique

  lp.setObjective(var1+var2)

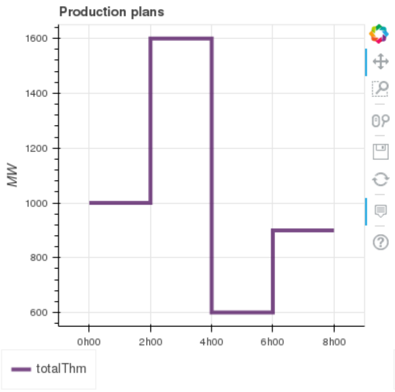
- Somme

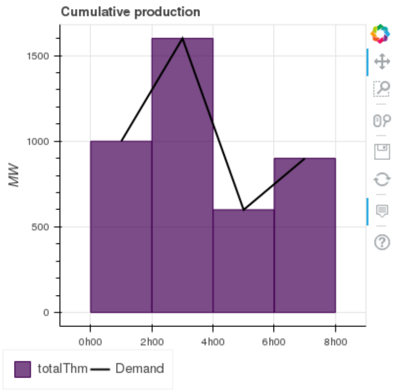
  lp.setObjective(pulp.lpSum([var[i] for i in range(3)]))

- Combinaison linéaire
  - *lp.setObjective(pulp.lpSum([var[i]*weight[i] for i in range(3)]))*

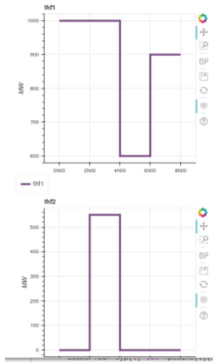
Fichiers de sorties du TP

- *global_programs.html : equilibre offre-demande global + fonction objectif + temps de calcul + statut de résolution (ouvrir avec chrome ou firefox)*





#	indicator	value
0	solutionTime	0.2800581455230713
1	lpStatus	Optimal
2	objective function	99200



- *detailed_programs.html : programme pour chaque centrale (ouvrir avec chrome ou firefox)*
- *stock_programs.html : programme pour chaque stock (hydraulique ou batterie) (ouvrir avec chrome ou firefox)*
- *variables.html : valeur de chaque variable*
- *constraints.html : slack, variable duale (champ pi)et borne de chaque contrainte*
- *.mps, .lp : fichiers décrivant le problème envoyé au solveur*

Cas pratique

Parc thermique

Caractéristiques du parc thermique modélisé

Modélisation d'un parc thermique (fossile ou nucléaire)

Plusieurs centrales de production

- Coûts de production : coût proportionnel, coût de démarrage
- Domaine de fonctionnement : puissance minimum, puissance maximum, état arrêté
- Contraintes de manoeuvrabilité : temps minimum de fonctionnement

Fonctionnement d'un système couplant plusieurs centrales de production :

- Demande à satisfaire (donnée d'entrée correspondant à la prévision de demande – achats/ventes sur les marchés – prévisions de productible renouvelable) pour chaque pas de temps

Questions

Les questions suivent un ordre logique, en ajoutant des contraintes par rapports aux questions précédentes

Pour chaque question :

- Adapter la formulation du problème (choix des variables, définition des contraintes et de la fonction objectif)
- Anticiper les résultats (par rapport aux résultats des questions précédentes)
- Compléter l’implémentation, lancer et vérifier

Question 1

Trouver un programme de coût minimum qui satisfasse la demande et les contraintes des centrales pour chacun des 4 pas de temps.

Demande (pas de temps=2h)

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

3 centrales de production

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	1000	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Question 1 (formulation)

Variables continues

$$\forall t, \forall i, 0 \leq prod\_var(i,t) \leq \underline{pmax(t)}$$

Contraintes

$$\forall t, \textstyle\sum_i \; prod\_var(i,t) = \underline{demande(t)}$$

Fonction objectif

$$min \sum_{i,t} \underline{\Delta_t . cout\_proportionnel(i)} \, . prod\_var(i,t)$$

Question 1 (analyse)

Rappel donnnées

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	1000	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Quelle est la fonction objectif?
Quelles sont les centrales qui vont produire selon les pas de temps ?
Que peut on dire des variables duales des contraintes de demande aux pas de temps 2,3,4 ?
Comment les interprète-t-on en terme de coût marginal du système (euros/MWh) ?
Quel lien avec les centrales démarrées?

Question 2

4 pas de temps de 2h

3 centrales de production, l’unité 1 au pas de temps 3 est indisponible

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Question 2 (formulation)

Variables continues

$\forall t, \forall i, 0 \leq prod\_var(i,t) \leq \underline{pmax(t)}$

$\forall t, 0 \leq defaillance(t)$

Contraintes

$\forall t, \sum_i \; prod\_var(i,t) + defaillance(t) = \underline{demande(t)}$

Fonction objectif

$$min \sum_{i,t} \underline{\Delta_t . cout\_proportionnel(i)} \, . prod\_var(i,t) + \sum_{t} \underline{\Delta_t . cout\_proportionnel\_defaillance} \, . defaillance(t)$$

Question 2 (analyse)

Quels changements par rapport à la question 1 ?

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Question 3

La centrale 3 a une puissance minimum de 100 MW

4 pas de temps de 2h

Demande

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	600
Demande t=4 (MW)	900

3 centrales de production

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Question 3 (formulation)

	$in\_use(i,t)$=0	$in\_use(i,t)$=1
Domaine possible pour $prod\_var(i,t)$	[0,0]	$[pmin(t)\ ,pmax(t)\ ]$

Variables

$\forall t, \forall i, 0 \leq prod\_var(i,t) \leq \underline{pmax(t)}$

$\forall t, 0 \leq defaillance(t)$

$\forall t, \forall i, in\_use(i,t) \quad variablebinaire$

Contraintes

$\forall t, \forall i, in\_use(i,t).\underline{pmin(t)} \leq prod\_var(i,t) \leq in\_use(i,t).\underline{pmax(t)}$

$\forall t, \sum_i \ prod\_var(i,t) + defaillance(t) = \underline{demande(t)}$

Fonction objectif

$$min \sum_{i,t} \underline{\Delta_t.cout\_proportionnel(i)}\,.prod\_var(i,t) + \sum_{t} \underline{\Delta_t.cout\_proportionnel\_defaillance}\,.defaillance(t)$$

Question 3 (analyse)

Que produit la centrale 3 au pas de temps 1? Au pas de temps 2 ?

Quel conséquence pour la fonction objectif par rapport à la question 2?

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Pmin centrale 3 = 100 MW

Question 4

Les centrales ont des puissance min, des coûts de démarrage.

Les centrales sont supposées arrêtées au pas de temps initial

4 pas de temps de 2h

Demande

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

3 centrales de production

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50
Coût de démarrage (€)	30000	2200	5000

Question 4 (formulation)

Valeur de variables turn_on	$in\_use(i,t)$=0	$in\_use(i,t)$=1
$in\_use(i,t-1)$=0	?	1
$in\_use(i,t-1)$=1	?	?

Variables

$\forall t, \forall i, 0 \leq prod\_var(i,t) \leq \underline{pmax(t)}$

$\forall t, 0 \leq defaillance(t)$

$\forall t, \forall i, in\_use(i,t), turn\_on(i,t), variablesbinaires$

Contraintes

$$\forall t, \forall i, in\_use(i,t).\underline{pmin(t)} \leq prod\_var(i,t) \leq in\_use(i,t).\underline{pmax(t)}$$

$$\forall t, \forall i, in\_use(i,t) - in\_use(i,t-1) \leq turn\_on(i,t)$$

$$\forall t, \sum_i prod\_var(i,t) + defaillance(t) = \underline{demande(t)}$$

Fonction objectif

$$min \sum_{i,t} (\underline{\Delta_t.cout\_proportionnel(i)}.prod\_var(i,t) + \underline{cout\_demarrage(i)}.turn\_on(i,t))$$

$$+ \sum_t \underline{\Delta_t.cout\_proportionnel\_defaillance}.defaillance(t)$$

Question 4 (analyse)

Les programmes sont inchangés

Quand il y a-t-il des démarrages? Quel conséquence sur la fonction objectif ?

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50
Coût de démarrage (€)	30000	2200	5000

Question 5

Les centrales ont des puissance min, des coûts de démarrage et des durées minimum de fonctionnement

Les centrales sont supposées arrêtées au pas de temps initial

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50
Coût de démarrage (€)	30000	2200	5000
Durée min de fct (h)	4	4	6

Question 5 (formulation)

Variables

$\forall t, \forall i, 0 \leq prod\_var(i,t) \leq \underline{pmax(t)}$

$\forall t, 0 \leq defaillance(t)$

$\forall t, \forall i, in\_use(i,t), turn\_on(i,t), variablesbinaires$

Contraintes

$\forall t, \forall i, in\_use(i,t).\underline{pmin(t)} \leq prod\_var(i,t) \leq in\_use(i,t).\underline{pmax(t)}$

$\forall t, \forall i, \forall k \in [\![t - \underline{\Delta min_i}, t]\!], turn\_on(i,k) \leq in\_use(i,t)$

$\forall t, \forall i, in\_use(i,t) - in\_use(i,t-1) \leq turn\_on(i,t)$

$\forall t, \sum_i prod\_var(i,t) + defaillance(t) = \underline{demande(t)}$

Fonction objectif

$$min \sum_{i,t} (\underline{\Delta_t.cout\_proportionnel(i)}.prod\_var(i,t) + \underline{cout\_demarrage(i)}.turn\_on(i,t))$$

$$+ \sum_t \underline{\Delta_t.cout\_proportionnel\_defaillance}.defaillance(t)$$

Question 5 (analyse)

Est-ce que la centrale 3 produit au pas de temps 1? Au pas de temps 4?

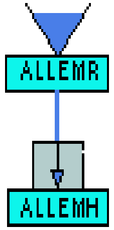
	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50
Coût de démarrage (€)	30000	2200	5000
Durée min de fct (h)	4 (2 pdt)	4 (2 pdt)	6 (3 pdt)

Gérer des stocks

Différer la production

Gestion des stockages d’énergie



Un producteur d’électricité stocke majoritairement sous forme hydraulique.

Cela nécessite de prendre en compte :

- Une surveillance des niveaux de stocks, avec des contraintes environnementales
- Pour certaines usines, une possibilité de convertir l’électricité en stock d’eau

Question 6

Même données que la question 2 + un stock hydraulique avec une usine hydraulique. Pas de coût pour l’eau utilisée. Pas de recharge du stock. Le stock comporte une usine de turbinage de 75 MW, de rendement 1MW/(m3/s).

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

centrale	1	2	3	Hydro
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200	75
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200	75
Pmax t=3 (MW)	0	550	200	75
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200	75
Rendement	-	-	-	1MW/(m3/s)
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50	0

Fournis également : Stock initial = Stock max = 1 440 000 m3 (400 MWh), Stock min = 0. Pas d’apports

Question 6 (formulation)

Variables

$$\forall t, \forall i, 0 \leq prod\_var(i,t) \leq \underline{pmax(t)}$$

$$\forall t, \underline{stockmin(t)} \leq stock(t) \leq \underline{stockmax(t)}$$

Contraintes

$$\forall t, \sum_i \; prod\_var(i,t) + defaillance(t) = \underline{demande(t)}$$

$$\forall t > 1, stock(t) = stock(t-1) - \frac{\underline{\Delta_t}}{\underline{rendement}} prod\_var(j,t) \quad avec\ j\ l'identifiant\ de\ la\ centrale\ hydraulique$$

$$Pour\ t = 1, stock(t) = \underline{stockinitial} - \frac{\underline{\Delta_t}}{\underline{rendement}} prod\_var(j,t) \quad avec\ j\ l'identifiant\ de\ la\ centrale\ hydraulique$$

Fonction objectif

$$min \sum_{i,t} \underline{\Delta_t . cout\_proportionnel(i)} . prod\_var(i,t) + \sum_t \underline{\Delta_t . cout\_proportionnel\_defaillance} . defaillance(t)$$

Question 6 (analyse)

Analyse demandée :

Comparer les résultats avec ceux de la question 2. Que fait la centrale hydraulique ? Quelles sont les centrales thermiques dont le programme est modifié? Regarder leur coût proportionnel

Vous pouvez suivre l’évolution du stock dans le fichier reservoir_results.html et la production des centrales (hydrauliques et thermiques) dans detailed_programs.html

Insertion d'énergies renouvelables

Intégrer au mix et gérer les pics de production

Question 7

Même données que la question 6 + l’intégration d’un parc éolien et d’un parc photovoltaïque.

La production photovoltaïque et éolienne est non manoeuvrable : elle est rachetée à tarif garanti.

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

	eolien	PV
Demande t=1 (MW)	60	0
Demande t=2 (MW)	50	100
Demande t=3 (MW)	50	200
Production t=4 (MW)	60	100

centrale	1	2	3	Hydro
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200	75
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200	75
Pmax t=3 (MW)	0	550	200	75
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200	75
Rendement	-	-	-	1MW/(m3/s)
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50	0

Fournis également : Stock initial = Stock max = 1 440 000 m3 (400 MWh), Stock min = 0. Pas d’apports

Question 7 (résultats attendus)

Analyse demandée :

Comparer les résultats avec ceux de la question 6. Le problème a-t-il une solution?

Quelle est la nouvelle fonction objectif ?

Question 8

Même données que la question 7 + l'intégration d'un parc éolien et d'un parc photovoltaïque avec un pic fort de production

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

	eolien	PV
Demande t=1 (MW)	60	0
Demande t=2 (MW)	50	100
Demande t=3 (MW)	475	400
Production t=4 (MW)	60	100

centrale	1	2	3	Hydro
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200	75
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200	75
Pmax t=3 (MW)	0	550	200	75
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200	75
Rendement	-	-	-	1MW/(m3/s)
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50	0

Fournis également : Stock initial = Stock max = 1 440 000 m3 (400 MWh), Stock min = 0. Pas d'apports

Question 8 (analyse)

Analyse demandée :

Comparer les résultats avec ceux de la question 7. Le problème a-t-il une solution?

Modifier le problème pour ajouter une variable de surproduction pénalisée (3000 euros/MWh).

Quelle est la nouvelle fonction objectif ?

A-t-on équilibre entre production et demande?

Question 9

Même données que la question 8 + modification du barrage hydraulique pour pouvoir pomper de l'eau.

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

	eolien	PV
Demande t=1 (MW)	60	0
Demande t=2 (MW)	50	100
Demande t=3 (MW)	475	400
Production t=4 (MW)	60	100

centrale	1	2	3	Hydro (turbinage)	Hydro (pompage)
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200	75	75
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200	75	75
Pmax t=3 (MW)	0	550	200	75	75
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200	75	75
Rendement	-	-	-	1MW/(m3/s)	1.5 MW/(m3/s)
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50	0	

Fournis également : Stock initial = Stock max = 1 440 000 m3 (400 MWh), Stock min = 0. Pas d'apports

Le stock aval n'est pas modélisé (supposé infini)

Question 9 (analyse)

Analyse demandée :

Adapter les contraintes.

Comparer les résultats avec ceux de la question 8. Le problème a-t-il une solution?

Est-ce que cela a du sens de turbiner? D'utiliser la pompe? D'utiliser la turbine et la pompe en même temps?

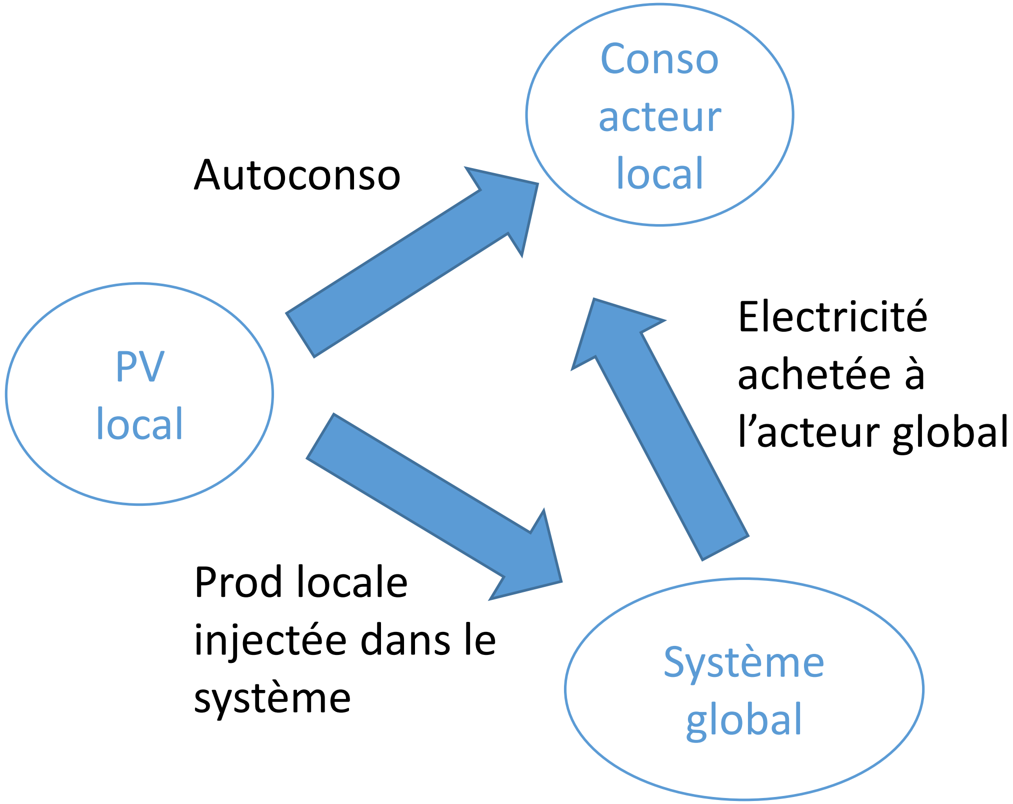
Quelle est la nouvelle fonction objectif ?

A-t-on équilibre entre production et demande?

Gestion décentralisée

Introduction d’un acteur local ayant sa propre fonction objectif

Question 10


Conso
acteur
local
Autoconso
Electricité
achetée à
l'acteur global
PV
local
Prod locale
injectée dans le
système
Système
global

Question 10

Même données que la question 3 + introduction d’un acteur local avec du PV et sa demande.

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

	Demande locale	PV local
Demande t=1 (MW)	50	350
Demande t=2 (MW)	25	0
Demande t=3 (MW)	25	0
Production t=4 (MW)	50	50

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Acteur local : tarif d’achat d’électricité : 160 euros du MWh. Tarif de revente du PV : 80 euros du MWh.

Question 10 (analyse)

Acteur local :

Adapter la fonction objectif de l'acteur local. Sur quels pas de temps il y a-t-il de l'autoconso? Sur quels pas de temps injecte-t-on l'électricité produite dans le système global ? Quelle part de l'électricité consommée localement est produite localement ?

Acteur global :

Intégrer à l'équilibre offre-demande l'auto conso (soustraite de la demande globale) et le PV revendu au système global.

Comparer la fonction objectif et la production des centrales par rapport à la question 3. A-t-on toujours de la défaillance ?

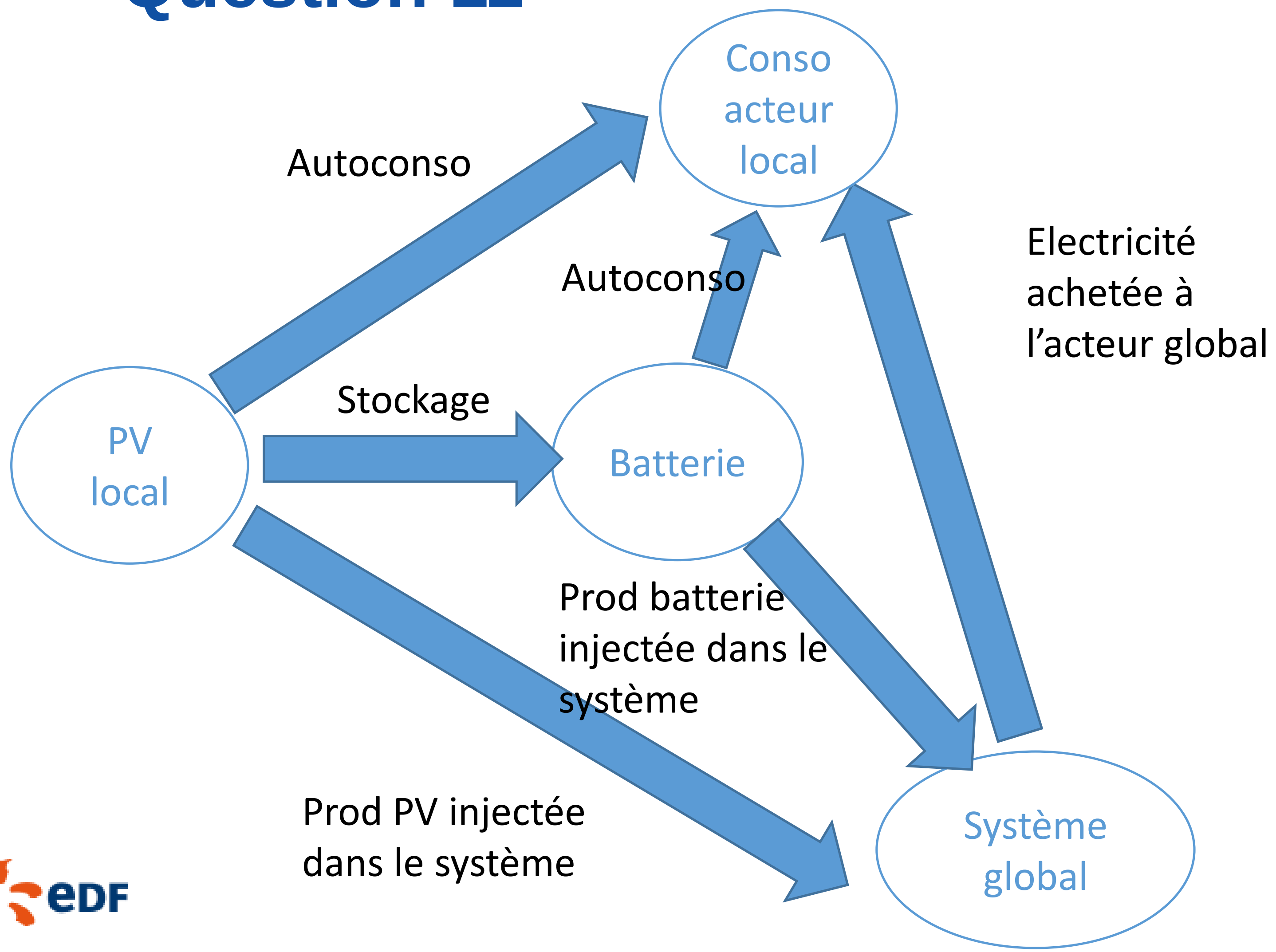
Acteur local

- Conso achetée
- Autoconso gratuite
- Revente du PV non autoconsommé au système centralisé

Acteur global

- Autoconso à déduire de la demande
- Prod locale revendue réinjectée dans le système
- Le rachat et la facturation ne sont pas vus dans la fonction objectif (décidés par l'acteur local)

Question 11


Conso
acteur
local
Autoconso
Autoconso
Electricité
achetée à
l'acteur global
Stockage
PV
local
Batterie
Prod batterie
injectée dans le
système
Prod PV injectée
dans le système
Système
global

Question 11

Même données que la question 10 + introduction d'une batterie pour l'acteur local. Il peut revendre ou autoconsommer sa production PV et ou de batterie. La batterie permet de stocker uniquement de l'énergie produite localement et peut déstocker soit localement (autoconso) soit sur le réseau (revente au système global).

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

	Demande locale	PV local	Pmax batterie (injection)	Pmax batterie (stockage)
Demande t=1 (MW)	50	350	200	200
Demande t=2 (MW)	25	0	200	200
Demande t=3 (MW)	25	0	200	200
Production t=4 (MW)	50	50	200	200
Rendement			1	0.75

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Rendement	-	-	-
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Acteur local : tarif d'achat d'électricité : 160 euros du MWh. Tarif de revente du PV : 80 euros du MWh

Fournis également : Stock initial = Stock max = 0 (MWh), Stock min = 0.

Question 11 (analyse)

Acteur local :

Ajouter la batterie aux contraintes.

Adapter la fonction objectif de l'acteur local. Sur quels pas de temps il y a-t-il de l'autoconso? Du stockage? Du déstockage?

Sur quels pas de temps injecte-t-on l'électricité produite dans le système global ? Quelle part de l'électricité consommée localement est produite localement ?

Acteur global :

Intégrer à l'équilibre offre-demande l'auto conso (soustraite de la demande globale) et la production locale revendue au système.

Comparer la fonction objectif et la production des centrales par rapport à la question 10. A-t-on toujours de la défaillance ?

Acteur local

- Conso achetée
- Autoconsogratuite
- Revente de la production locale (PV + batterie) au système centralisé

Acteur global

- Autoconso à déduire de la demande
- Prod locale revendue réinjectée dans le système
- Le rachat et la facturation ne sont pas vus dans la fonction objectif (décidés par l'acteur local)

Question 12

On passe à un tarif de rachat d'électricité produite localement différenciée par pas de temps. Le tarif d'achat par l'acteur local de l'électricité produite par le système reste inchangé. Proposer un tarif de rachat d'électricité produite localement qui favorise toujours l'autoconso mais incite également à la vente d'électricité locale au pas de temps 3 (centrale 1 indisponible, système tendu).

	valeur
Demande t=1 (MW)	1000
Demande t=2 (MW)	1600
Demande t=3 (MW)	800
Demande t=4 (MW)	900

	Demande locale	PV local	Pmax batterie (injection)	Pmax batterie (stockage)
Demande t=1 (MW)	50	350	200	200
Demande t=2 (MW)	25	0	200	200
Demande t=3 (MW)	25	0	200	200
Production t=4 (MW)	50	50	200	200
Rendement			1	0.75

centrale	1	2	3
Pmax t=1 (MW)	1000	550	200
Pmax t=2 (MW)	1000	550	200
Pmax t=3 (MW)	0	550	200
Pmax t=4 (MW)	1000	550	200
Rendement	-	-	-
Coût proportionnel (€/MWh)	10	22	50

Acteur local : tarif d'achat d'électricité : 160 euros du MWh.

Question 12 (analyse)

Acteur local :

Adapter la fonction objectif de l'acteur local

Identique question précédente : Intégrer à l'équilibre offre-demande l'auto conso (soustraite de la demande globale) et le PV non autoconsommé. Vérifier qu'on a toujours autant d'autoconsommation qu'à la question 11. Sur quels pas de temps injecte-t-on sur le réseau?

Acteur global :

Identique question précédente : Intégrer à l'équilibre offre-demande l'auto conso (soustraite de la demande globale) et le PV non autoconsommé

Comparer la fonction objectif et la production des centrales par rapport à la question 11. A-t-on toujours de la défaillance ?

Acteur local

- Conso achetée
- Autoconsogratuite
- Revente de la production locale (PV + batterie) au système centralisé

Acteur global

- Autoconso à déduire de la demande
- Prod locale revendue réinjectée dans le système
- Le rachat et la facturation ne sont pas vus dans la fonction objectif (décidés par l'acteur local)

Merci de votre implication