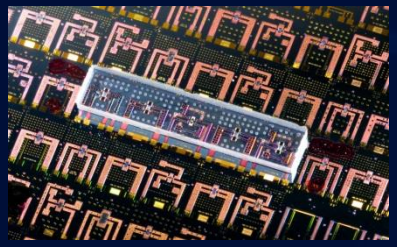
Au cœur de l'efficacité énergétique

Valorisation optimale de chaleur fatale d'un site à forte consommation électrique

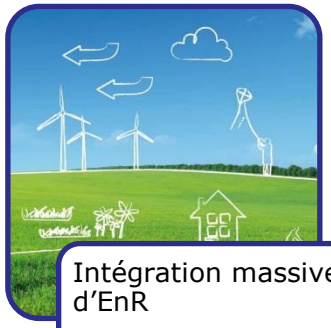
UMR CNRS 5269 - Grenoble-INP – Université Grenoble Alpes



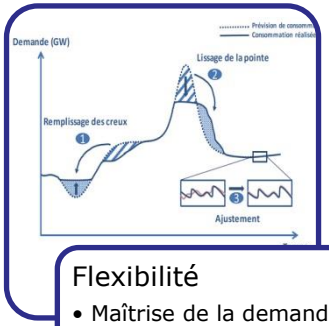
GdR SEEDS – Optimisation de systèmes complexes

1. Introduction

Problématiques environnementales
- Réchauffement climatique
- Epuisement des ressources



Intégration massive d'EnR
- Production décentralisée
- Intermittence



Flexibilité
- Maîtrise de la demande
- Agrégateur
- Stockage

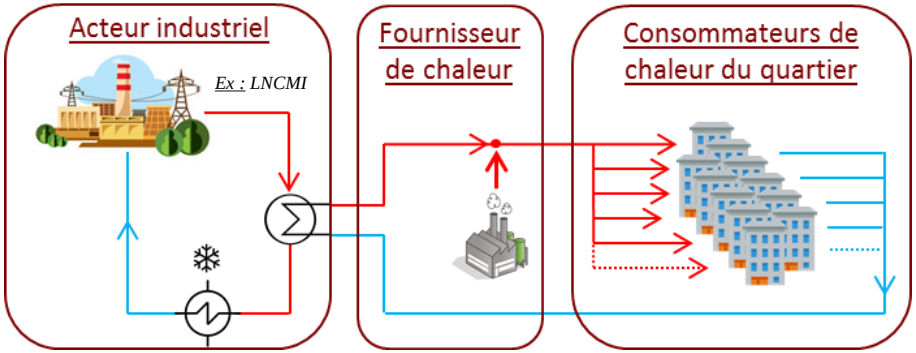
Outil d'aide à la décision
- Planification annuelle
- Gestion anticipative

Appliqué à la valorisation de chaleur fatale d'un fort consommateur électrique

<u>Acteur industriel :</u> fort consommateur électrique injectant dans le réseau les calories de refroidissement de process

<u>Fournisseur de chaleur :</u> responsable de la réponse à la demande de chaleur du quartier à chaque instant

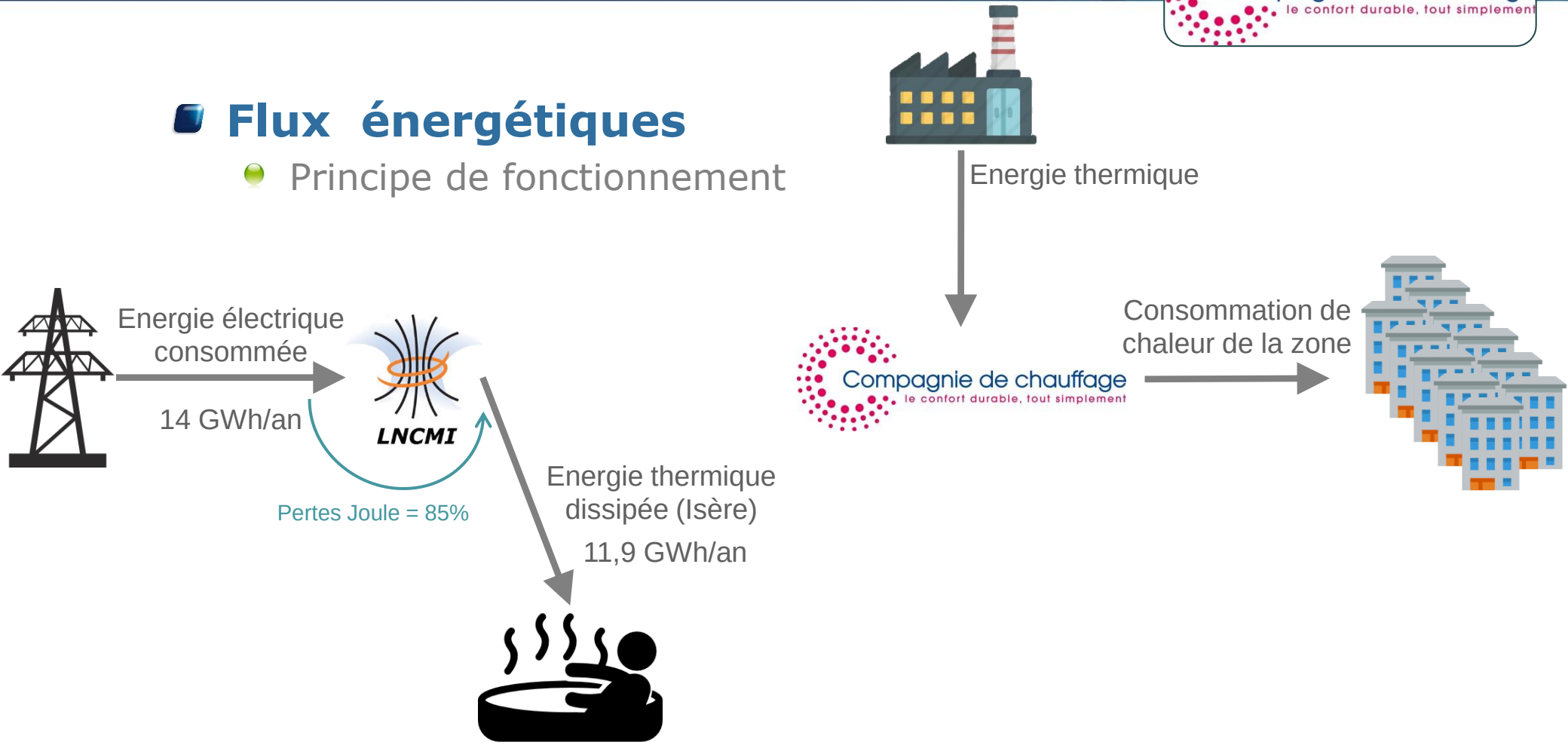
<u>Client :</u> consommateur de chaleur



2. Présentation du problème

Flux énergétiques

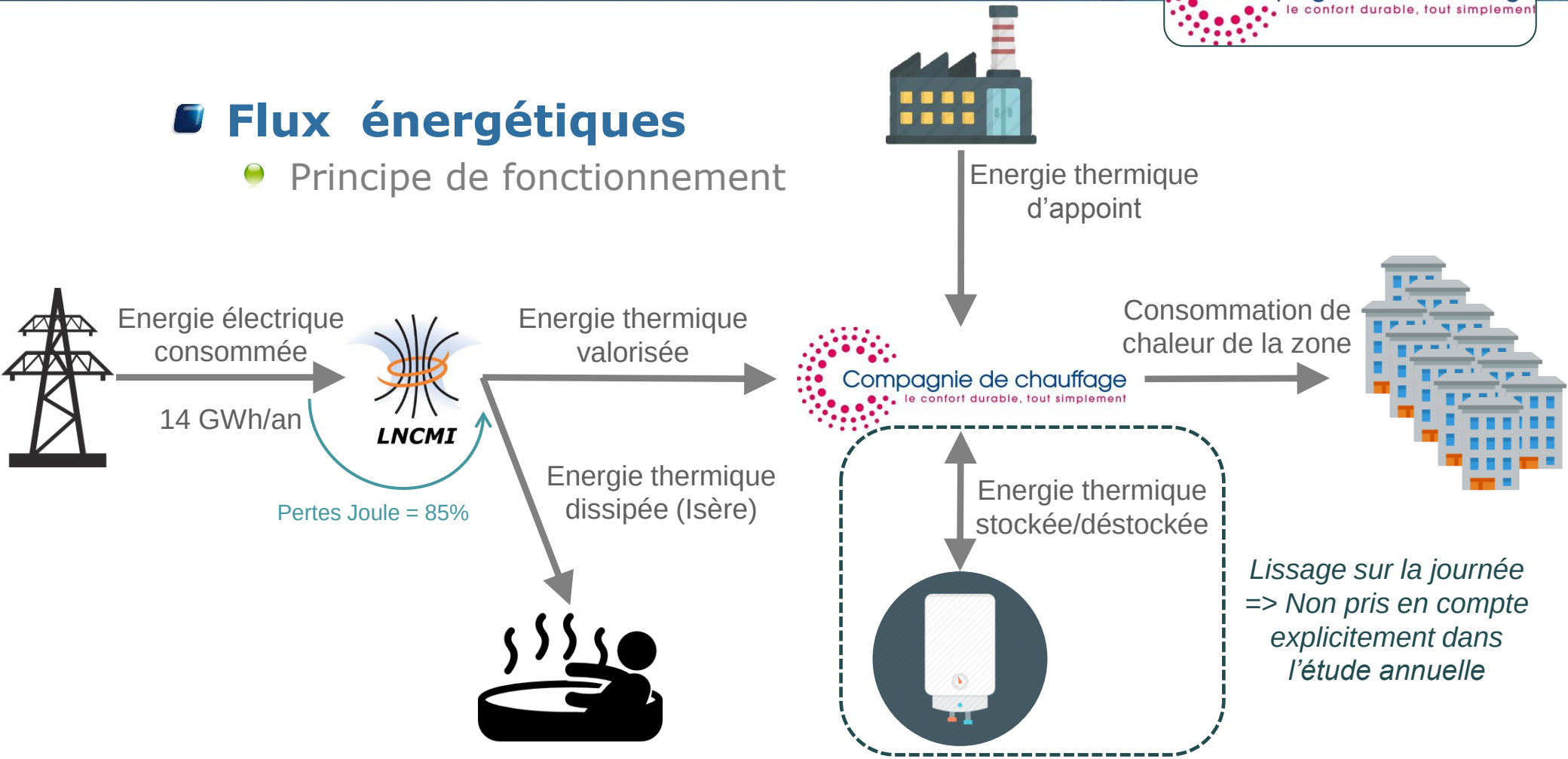
- Principe de fonctionnement



2. Présentation du problème

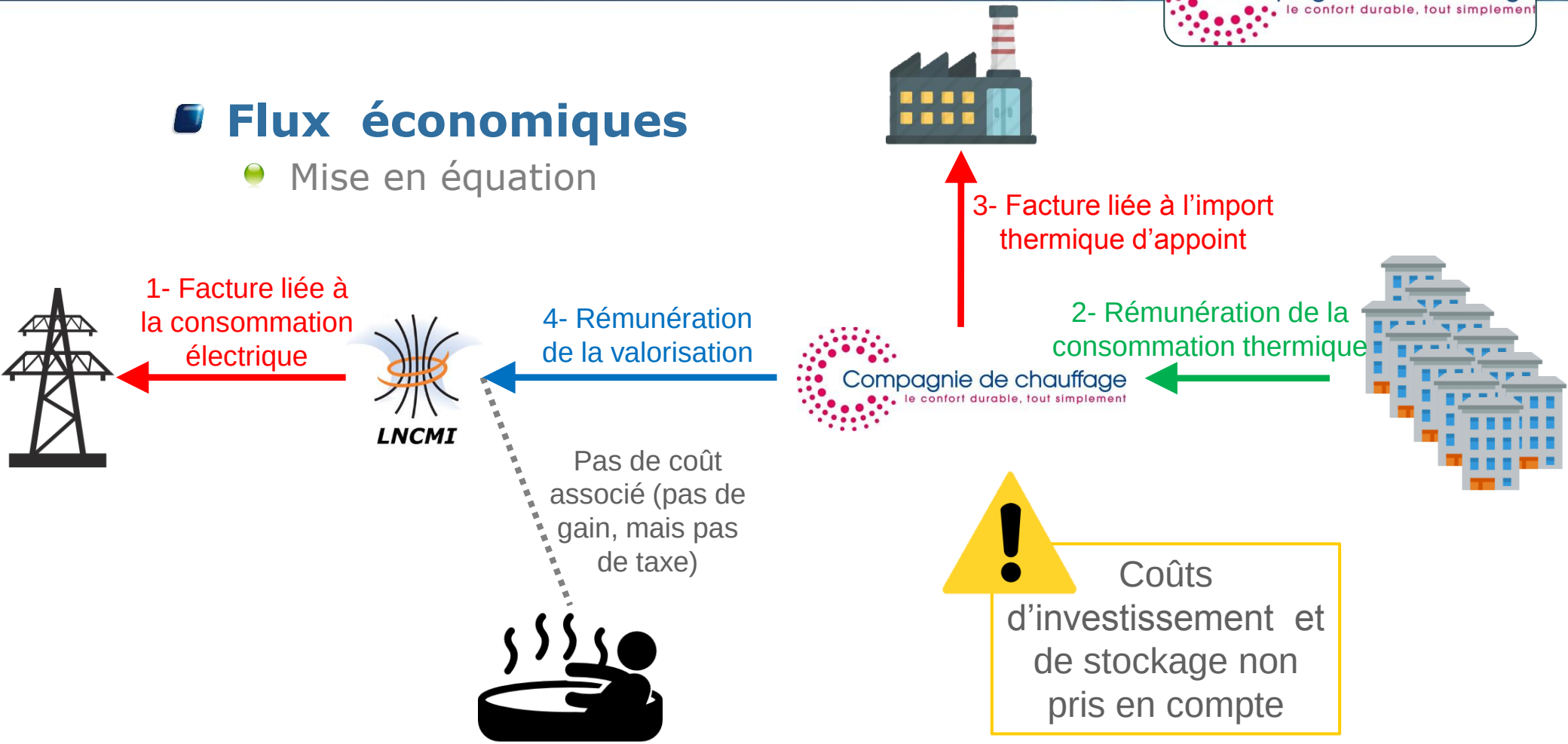
Flux énergétiques

- Principe de fonctionnement



2. Présentation du problème

- **Flux économiques**
  - Mise en équation



2. Présentation du problème

- **Etude d'un problème d'optimisation avec objectif économique**
- **Modélisation linéaire MILP**
- **Mise en place d'un outil avec deux principales déclinaisons :**
  - Planification annuelle, aide à la décision, conception
  - Gestion énergétique J+7, J+1

3. Etude de planification annuelle du LNCMI

Objectifs :

- Planification annuelle des expériences du LNCMI :
  - Prévision des consommations électriques par tranches tarifaires contractuelles
  - Mise en adéquation des consommations avec les besoins de chaleur du quartier

- Première étude « grosse maille » pour permettre un engagement contractuel
  - Prise en compte des fluctuations intra-saisonnières

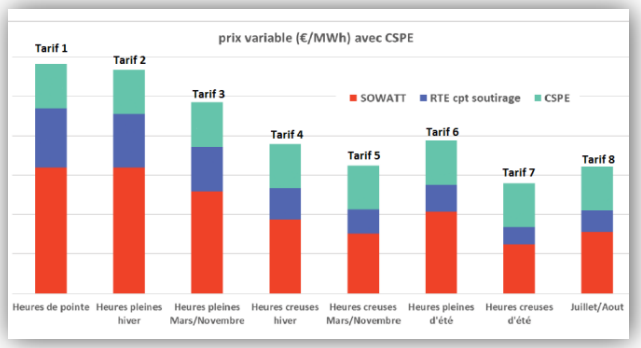
3. Etude de planification annuelle du LNCMI

Modélisation du problème multi-échelles

Périodes mensuelles	Types de jours		Types d'heures journalières		
Hiver (Décembre, Janvier, Février)	Ouvrés	1	Pointe (*4h*)	Pleines (*14h*)	Creuses (*6h*)
	Non ouvrés	2	Creuses (*24h*)		
Mars et Novembre	Ouvrés	3	Pleines (*18h*)	Creuses (*6h*)	
	Non ouvrés	4	Creuses (*24h*)		
Printemps/Automne (Avril, Mai, Juin, Septembre, Octobre)	Ouvrés	5	Pleines (*16h*)	Creuses (*8h*)	
	Non ouvrés	6	Creuses (*24h*)		
Eté (Juillet, Août)	Tous	7	Creuses (*24h*)		

Tarif élevé

Tarif bas



Modélisation

Problématique multi-échelle pour étude au pas de temps journalier

- Puissance équivalente de fonctionnement : Peq = 0,25*Pmax = 6 MW
- Les variations journalières sont lissées à Peq

$$E_{elec_{conso}}[j] = P_{eq} * N_{h_{eq}} \qquad \text{Où :} \qquad N_{h_{eq}} = N_{hPte_{eq}} + N_{hPl_{eq}} + N_{hCr_{eq}}$$

3. Etude de planification annuelle du LNCMI

Modélisation des contraintes

- Equilibre production/consommation à chaque instant

$$\begin{cases} E_{elec_{conso}}[j] * \eta_{conv} = E_{val}[j] + E_{dissip}[j] \\ E_{conso}[j] = E_{extra}[j] + E_{val}[j] \end{cases} \quad j \in \mathbb{N},\ \eta_{\mathrm{conv}} \in [0;1]$$

$$\begin{cases} P_{elec_{conso}}[h] * \eta_{conv} = P_{val}[h] + P_{dissip}[h] \\ P_{conso}[h] + P_{thermo_{stock}}[h] = P_{extra}[h] + P_{val}[h] \end{cases} \quad \mathrm{h} \in \mathbb{N},\ \eta_{\mathrm{conv}} \in [0;1]$$

- Limite de dissipation, limite de prélèvement sur le réseau de chaleur classique, limites horaires de fonctionnement journalier du LNCMI
  - Les variables de décision sont définies avec les bornes inférieures et supérieures correspondantes

- Contraintes expérimentales, sociales et tarifaires
  - Le nombre d'expériences réalisées au LNCMI ne doit pas diminuer sur l'année
  - Limites énergétiques mises en place pour limiter le travail de nuit et les week-ends
  - LNCMI : Facture électrique – Gain de valorisation ≤ Facture électrique prévisionnelle 2017
  - CCIAG : Pas de pertes d'argent

4. Etude de planification horaire

Objectifs :

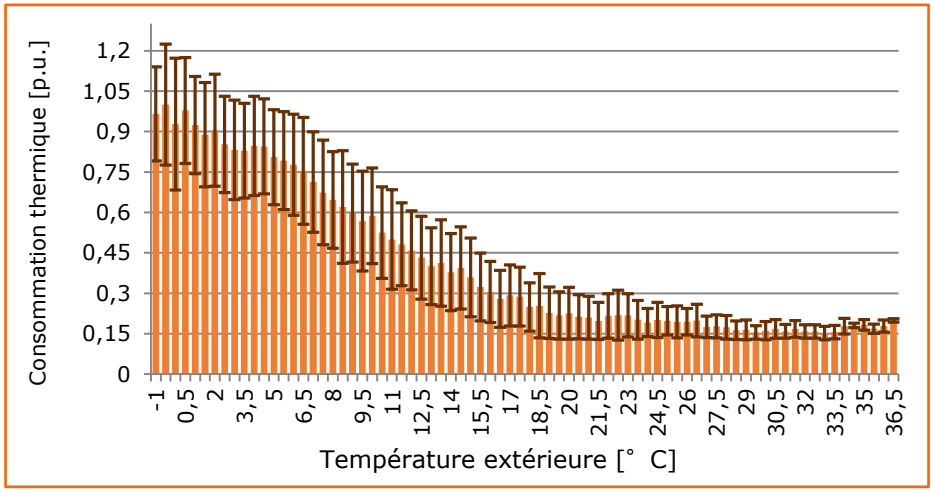
- Planification plus fine des expériences du LNCMI :
  - Du jour au lendemain (J+1)
  - D'une semaine à l'autre (J+7)

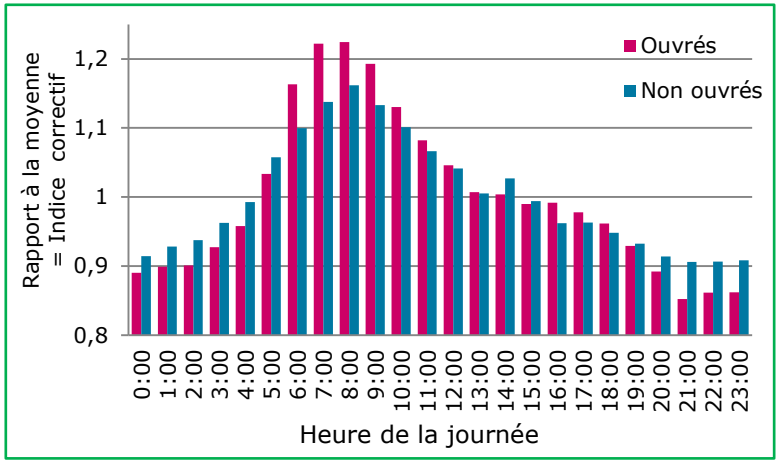
- Prise en compte de la variabilité intra-journalière des besoins de chaleur
  - Le système de stockage mentionné précédemment sera explicité.
  - Planification basée sur un modèle de prédiction des consommations thermiques plutôt que sur un profil type.

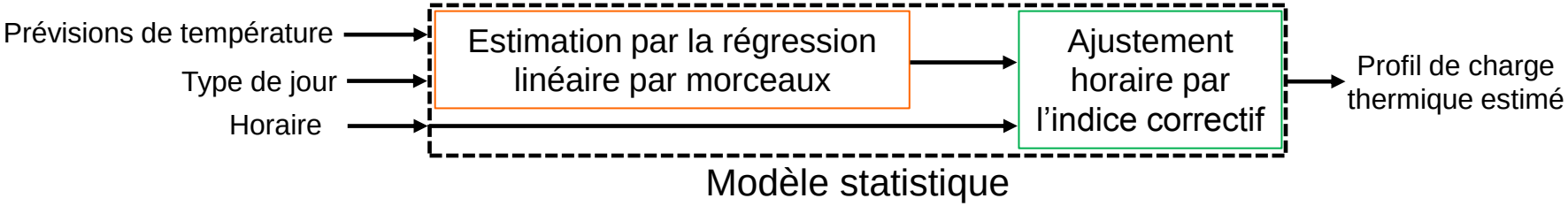
4. Etude de planification horaire

Modèle de prévision de charge thermique

Grand nombre de bâtiments (foisonnement) + Faible isolation thermique

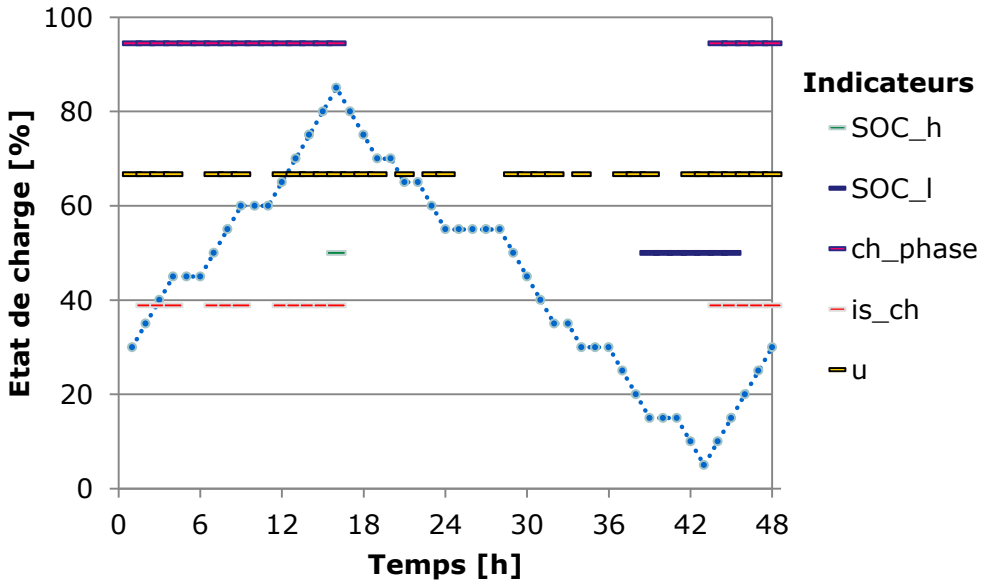






4. Etude de planification horaire

Modélisation du système de stockage



Présentation des variables binaires mises en place pour le modèle			
Impossibilité de charge et décharge simultanée	$u_c[t]$	0	Charge impossible à t
		1	Décharge impossible à t
Indicateur de fonctionnement /arrêt du stockage	$u[t]$	0	Stockage à l'arrêt à t
		1	Stockage en fonctionnement à t
Indicateur de charge	$is_{ch}[t]$	0	Pas en charge à t (arrêt ou décharge)
		1	En charge à t
Indicateur d'état de charge haut	$SOC_h[t]$	0	Etat de charge à t-1 ≤ 80% e_{max}
		1	Etat de charge à t-1 > 80% e_{max}
Indicateur d'état de charge bas	$SOC_l[t]$	0	Etat de charge à t-1 ≥ 20% e_{max}
		1	Etat de charge à t-1 < 20% e_{max}
Indicateur de « phase de charge »	$ch_{phase}[t]$	0	En phase de décharge à t (décharge ou arrêt après décharge)
		1	En phase de charge à t (charge ou arrêt après charge)

4. Etude de planification horaire

Mise en équation (1/2)

- $e_{t+1} - e_t = p_{stock_t} . dt$ où : $\begin{cases} p_{stock_t} = \left(p_{c_t} * \eta_c - \frac{p_{d_t}}{\eta_d} \right) \\ Ici : \eta_c = \eta_d = 1 \end{cases}$
- $e_0 = e_{end} (= 0{,}5 * e_{max})$ Conditions initiale et finale
- $\begin{cases} p_{c_t} \leq u_{c_t} . p_{c_{max}} \\ p_{d_t} \geq (1 - u_{c_t}) . p_{d_{max}} \end{cases}$ Impossibilité de charge et décharge simultanée
- $\begin{cases} p_{Stock_t} \leq u_t . p_{c_{max}} \\ p_{stock_t} \geq -u_t . p_{d_{max}} \\ p_{c_t} + p_{d_t} \geq u_t \end{cases}$ Indicateur de fonctionnement/arrêt du stockage
- $\begin{cases} is_{ch_t} = u_t . u_{c_t} \\ is_{dch_t} = u_t - is_{ch_t} \end{cases}$ Indicateur de charge et de décharge

4. Etude de planification horaire

Mise en équation (2/2)

- $$\begin{cases} ch_{phase_t} \leq 1 - is_{dch_t} \\ ch_{phase_t} \geq is_{ch_t} \\ ch_{phase_{t+1}} \leq ch_{phase_t} + u_{t+1} \\ ch_{phase_{t+1}} \geq ch_{phase_t} - u_{t+1} \end{cases}$$

  Indicateur de « phase de charge »

- $$\begin{cases} e_t - 0{,}2\, e_{max}\, SOC_{h_{t+1}} \leq 0{,}8\, e_{max} \\ e_t - 0{,}8\, e_{max} SOC_{h_{t+1}} \geq SOC_{h_{t+1}} \end{cases}$$

  Indicateur d'état de charge haut (> 80% emax)

- $$\begin{cases} e_t + 0{,}2\, e_{max}\, SOC_{l_{t+1}} \geq 0{,}2\, e_{max} \\ e_t + 0{,}8\, e_{max} SOC_{l_{t+1}} \leq e_{max} - SOC_{l_{t+1}} \end{cases}$$

  Indicateur d'état de charge bas (< 20% emax)

- $$\begin{cases} u_{c_{t+1}} \geq ch_{phase_t} - SOC_{h_{t+1}} \\ u_{c_{t+1}} \leq ch_{phase_t} + SOC_{l_{t+1}} \end{cases}$$

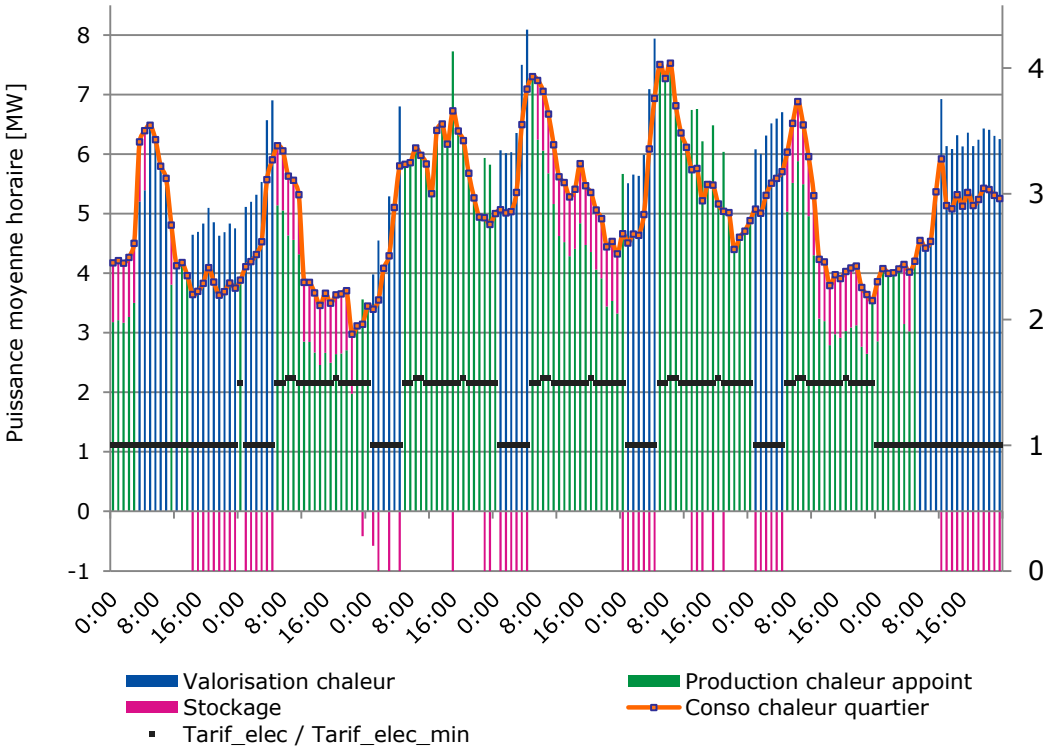
  Obligation de cycles profonds

5 – Résultats : Exemples

Planification annuelle

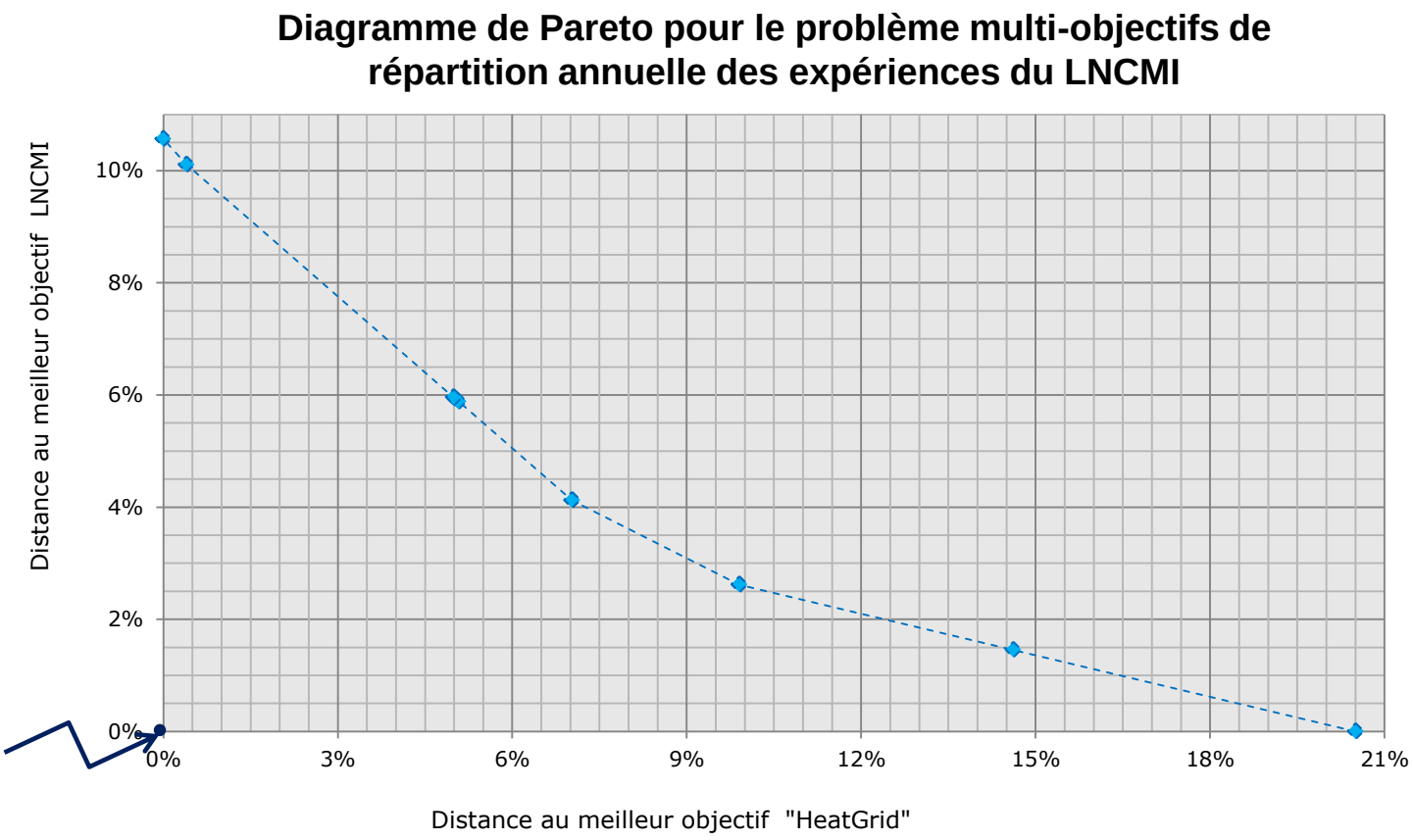
Périodes tarifaires	Prév.	Résultats d'optimisation		
	Année 2017 [MWh]	« obj = 'LNCMI' » [MWh]	« obj = 'HeatGrid' » [MWh]	« obj = 'ALL' » [MWh]
Hiver – heures de pointe	0	**0**	**0**	**0**
Hiver – heures pleines	0	**0**	**0**	**0**
Mars/Novembre – heures pleines	180	**500**	3629	1720
Hiver – heures creuses	1 200	**2000**	**2000**	**2000**
Mars/Novembre – heures creuses	1 420	**1500**	**1500**	**1500**
Printemps/Automne – heures pleines	250	527	3734	527
Printemps/Automne – heures creuses	6 600	**6600**	1877	**6600**
Eté – toutes heures	4 350	2879	1265	1659

Gestion énergétique J+7



5 – Résultats : Analyse

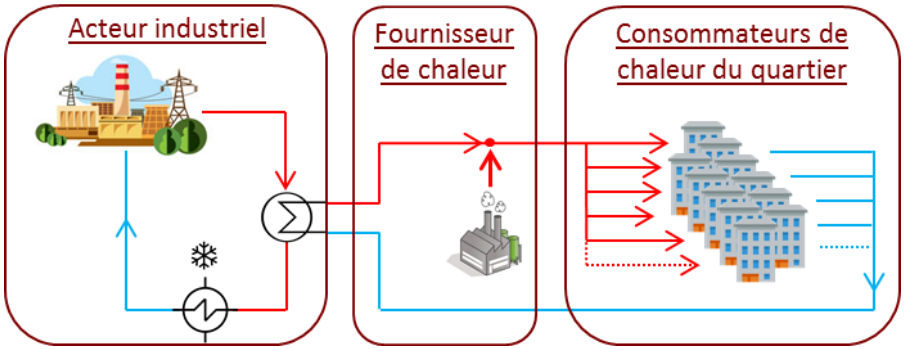
Problème de gouvernance



Solution idéale pour les deux acteurs

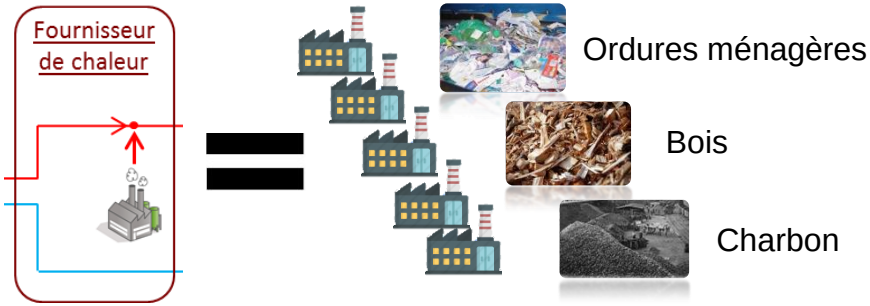
6 – Evolutions de la modélisation

Modélisation initiale :



- Un fournisseur de chaleur représenté par une seule centrale
- Deux tarifs de production de chaleur classique (été / hiver)
- Le tarif du kWh valorisé est un paramètre d'entrée

Nouvelle modélisation:



- Plusieurs centrales de différents combustibles sont modélisées
- Le coût de production intègre le coût de combustibles des centrales en fonctionnement ainsi qu'un coût fixe de fonctionnement/maintenance
- Le tarif du kWh valorisé est défini par optimisation

7. Conclusion

- Développement d'un premier outil d'aide à la décision qui peut être utilisé pour de la **planification annuelle de procédés industriels** et d'un second outil de **planification à maille plus fine (semaine et jour)**.
  - ✓ Testé sur cas réel
    - Planification optimale des expériences à fortes consommations électriques du LNCMI
    - Elaboration de nouveaux scénarii pour l'organisation de son activité sur l'année
  - ✓ Méthode pouvant être appliquée sur d'autres quartiers
    - Modélisation générique basée sur le développement d'une bibliothèque de composants Python, basée sur le solveur Gurobi
    - Modélisation économique d'achat électrique basée sur le TURPE 4

<u>Perspectives :</u>

- ➢ Identification des contraintes du LNCMI non exprimées à l'heure actuelle
- ➢ Introduction d'un tarif variable dans le temps
- ➢ Intégrer des problématiques environnementales

Merci pour votre attention

- **Des questions ?**