

# Gestion prédictive d'un micro- réseau résidentiel

Aurélie Chabaud,  
Julien Eynard,  
Stéphane Grieu

Université de Perpignan  
Via Domitia

Laboratoire  
PROMES-CNRS

FRANCE

International Solar  
Energy Society  
MOSIM 2016  
Montréal, Canada  
*Session MA-2-4*  
*Optimisation énergétique*  
23/08/2016

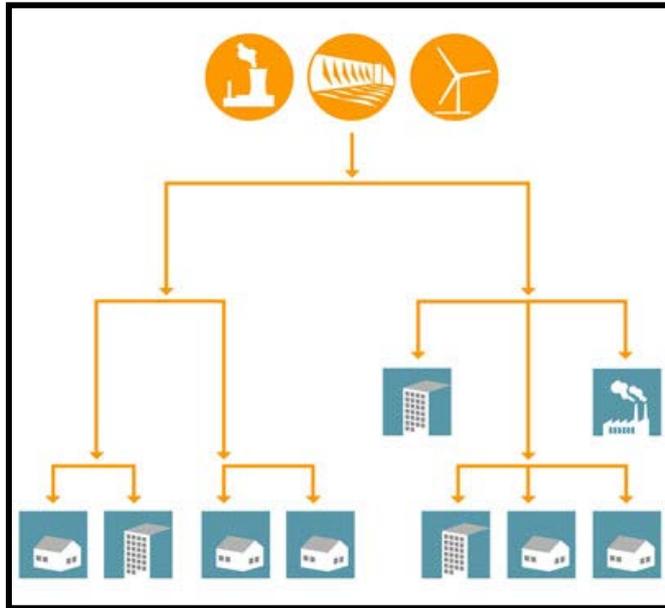


- I. Contexte et objectifs du projet
- II. Modélisation d'un micro-réseau
- III. Critères de performance et dimensionnement
- IV. Stratégie de gestion prédictive
- V. Résultats de simulation
- VI. Conclusion et perspectives

# I. Contexte et objectif du projet

## A. Mutation du réseau électrique

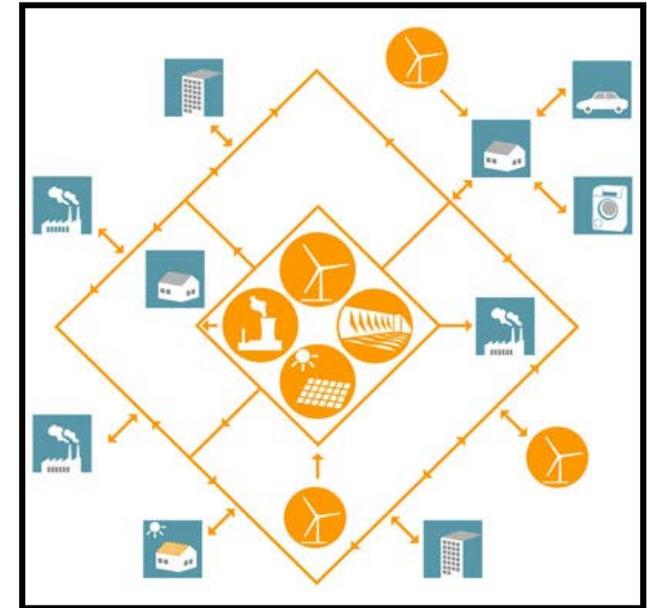
Réseau de production centralisé



### Problèmes

- Manque de flexibilité des réseaux électriques
- Injection massive de production décentralisée engendrant des perturbations sur le réseau

Réseau de production décentralisé



### Solutions

- Développer de nouvelles architectures de réseaux intelligents
- Minimiser les impacts induits par l'injection de la production décentralisée
- Piloter les charges avec une tarification dynamique



# I. Contexte et objectif du projet

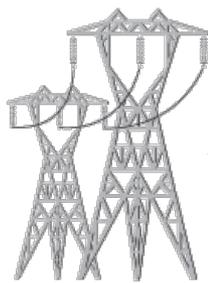
## B. Objectifs du projet

1. Modéliser un micro-réseau électrique comprenant des systèmes de production (solaire et éolien) et de stockage (batteries)
2. Définir des critères de performances énergétiques, économiques et d'impacts sur le réseau électrique
3. Développer une stratégie de gestion prédictive du micro-réseau tenant compte de l'état actuel et futur du réseau électrique
4. Comparer les résultats avec une stratégie non prédictive plus simple

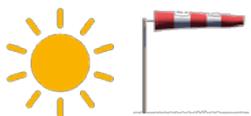
# II. Modélisation d'un micro-réseau

- Données du réseau électrique de la communauté de communes de Perpignan Méditerranée
- Données tarifaires issues de *European Power Exchange*

## Réseau électrique



Localisation à Perpignan



## Systèmes de production d'énergie

Modélisation de l'éolienne (modèle 90 de TRNSYS)

Modélisation des panneaux PV (modèle 194 de TRNSYS)



## Météo

Données météorologiques issues de *Meteonorm*

## Habitation

- Modélisation de la maison RT 2005 (190 m<sup>2</sup>) avec TRNSYS
- Scénario d'occupation affiné par pièce

Système de gestion du micro-réseau



## Système de stockage

Modélisation du système de stockage (Ai, et al. 2003)

Chambre 1 19 m <sup>2</sup>	Salle de bain 16 m <sup>2</sup>	Cuisine 12 m <sup>2</sup>	Salon 53 m <sup>2</sup>	Garage 38 m <sup>2</sup>
Couloir 17 m <sup>2</sup>				
Chambre 2 19 m <sup>2</sup>	Chambre 3 16 m <sup>2</sup>			

# III. Critères de performance et dimensionnement

## A. Critères énergétiques

- Taux de couverture EnR :  $\%_{EnR} = 100 \times \frac{EnR_c}{EnR_c + E_{EDF}}$
- Taux d'autoconsommation :  $\%_{ac} = 100 \times \frac{EnR_c}{EnR_p}$
- Utilisation des EnR :  $J_{EnR} = \frac{\%_{EnR} \times \%_{ac}}{100}$

$\%_{ac}$  : Pourcentage d'énergie renouvelable consommée par rapport à celle produite (%)

$\%_{EnR_c}$  : Pourcentage d'énergie renouvelable consommée par rapport à l'énergie totale consommée (%)

$J_{EnR}$  : Critère global (%)

$E_{EDF}$  : Energie soutirée au réseau électrique (kWh)

$EnR_c$  : Energie renouvelable consommée (kWh)

$EnR_p$  : Energie renouvelable produite (kWh)

## B. Critères économiques

- Identification d'un modèle paramétrique de la tarification dynamique de l'énergie :

$$P_{En}(k) = \sum_{i,j} a_{ij} \times L_g^i(k) \times T_{ext}^j(k)$$

- Coût économique :

$$J_{coût} = \sum_k E_{inj}(k) \cdot P_{En}(k) - E_{EDF}(k) \cdot P_{En}(k)$$

$E_{inj}$  : Énergie injectée sur le réseau électrique (kWh)

$E_{EDF}$  : Énergie soutirée au réseau électrique (kWh)

$P_{En}$  : Prix de l'énergie électrique (€.kWh<sup>-1</sup>)

$L_g$  : Charge du réseau électrique (MWh)

$T_{ext}$  : Température extérieure (°C)

$k$  : Indice temporel

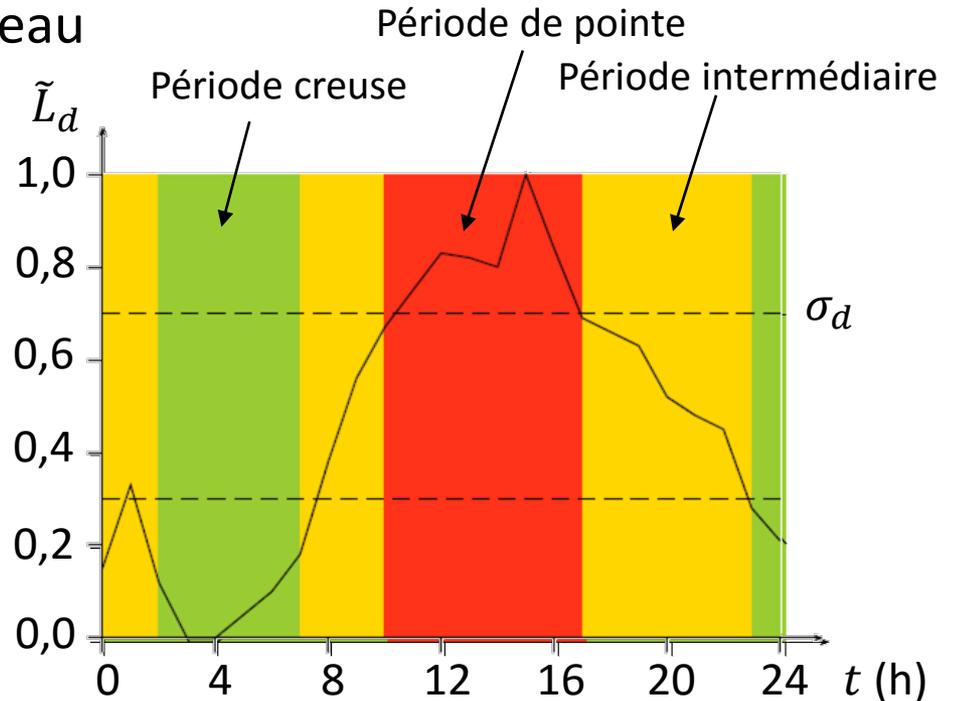
$a_{ij}$  : Coefficients du modèle polynomial

# III. Critères de performance et dimensionnement

## C. Impact sur le réseau électrique

- Normalisation de la charge du réseau

- Charge réseau normalisée quotidiennement :  $\tilde{L}_d$
- Seuil réseau normalisé :  $\sigma_d$
- Différence normalisée entre la charge réseau normalisée et le seuil réseau normalisé :  
 $\Delta E_{\sigma_d} = \tilde{L}_d - \sigma_d$   
 $\Rightarrow -1 < \Delta E_{\sigma_d} < 1$
- Énergie injectée :  $E_{inj}$
- Énergie soutirée :  $E_{EDF}$
- 3 périodes définies avec 2 seuils



- Impact de l'injection :  $I_{inj} = +\frac{1}{1000} \sum_k \left( E_{inj}(k) \cdot \Delta E_{\sigma_d}(k) \right)$
- Impact du soutirage :  $I_{sout} = -\frac{1}{1000} \sum_k \left( E_{EDF}(k) \cdot \Delta E_{\sigma_d}(k) \right)$
- Impact global :  $I_g = I_{inj} + I_{sout}$

- Formulation du problème d'optimisation du dimensionnement du micro-réseau

- Fonction objectif :

$$J_{EnR}^* = \max(J_{EnR})$$

- Variables à optimiser :

- Puissance crête PV installée :  $P_{pv}$
- Puissance crête éolienne installée :  $P_{éo}$
- Capacité maximale des batteries :  $E_{bat}^{max}$

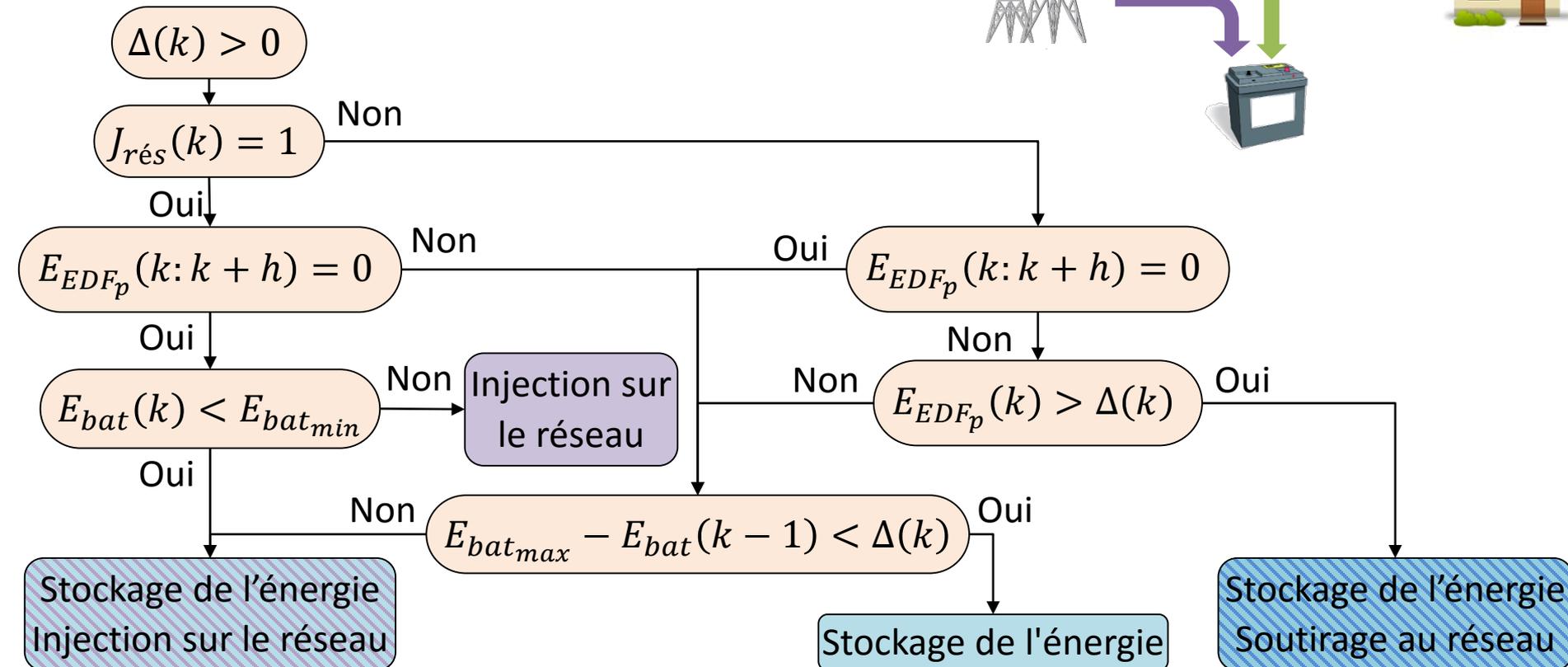
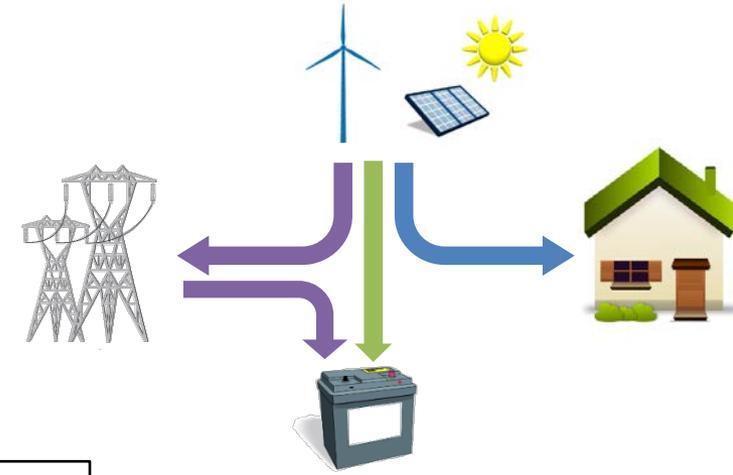
- Contraintes :

- Modèle du micro-réseau
- Surface du toit disponible pour PV  $\Rightarrow 0 < P_{pv} < 8 \text{ kW}_c$
- Dimension maximale de l'éolienne  $\Rightarrow 0 < P_{éo} < 20 \text{ kW}_c$
- Volume maximal des batteries  $\Rightarrow 0 < E_{bat}^{max} < 200 \text{ kWh}$

# IV. Stratégie de gestion du micro-réseau

## A. Surproduction d'énergie

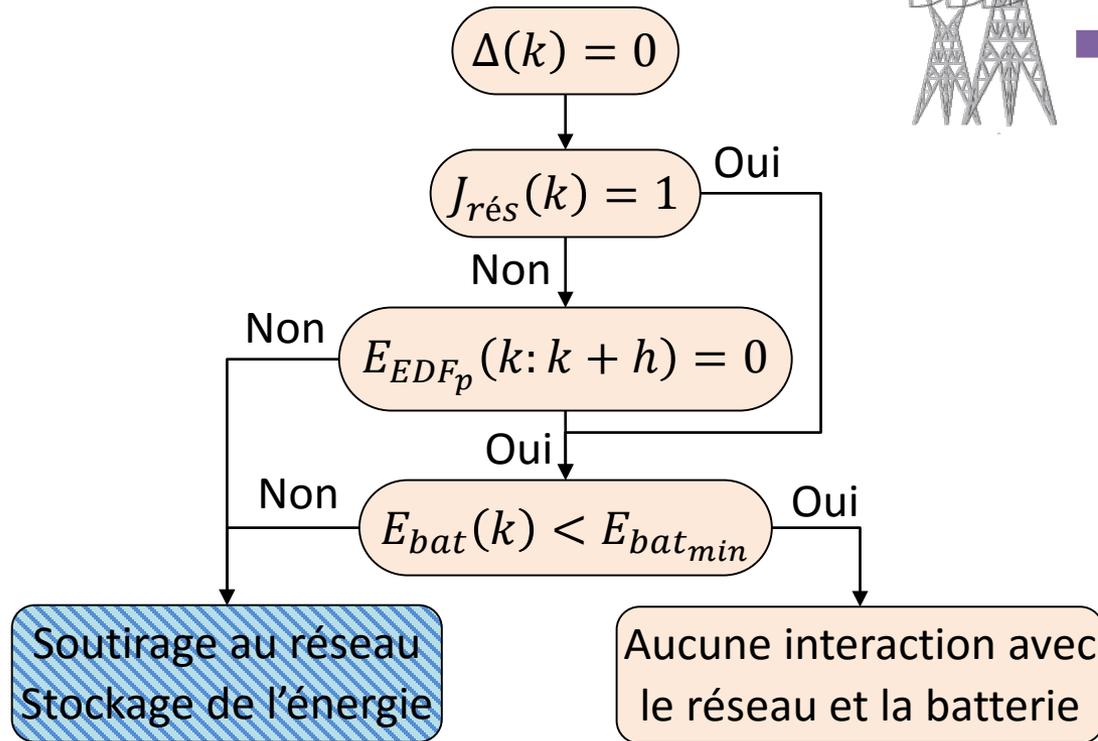
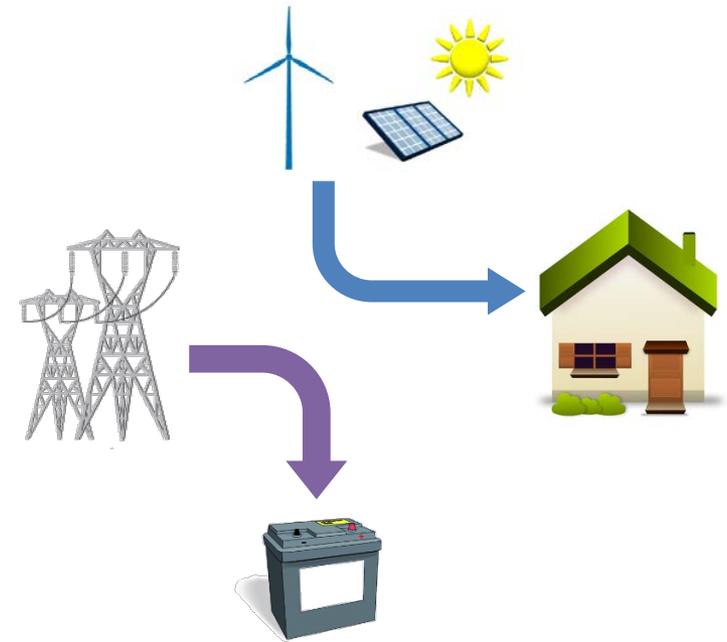
- Besoins énergétiques satisfaits
- Prédiction du besoin de soutirage pour le prochain pic
- Si nécessaire, soutirage et stockage en prévision du prochain pic
- Sinon, surplus stocké ou vendu



# IV. Stratégie de gestion du micro-réseau

## B. Équilibre entre production et consommation

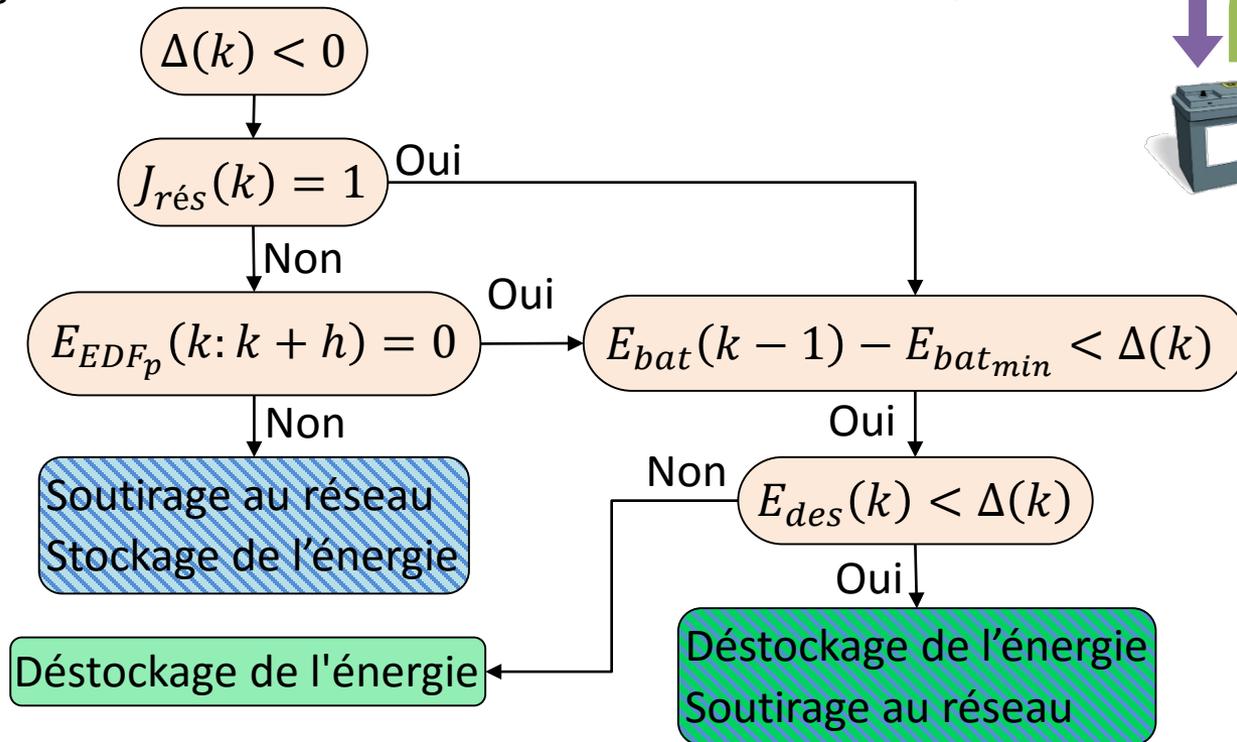
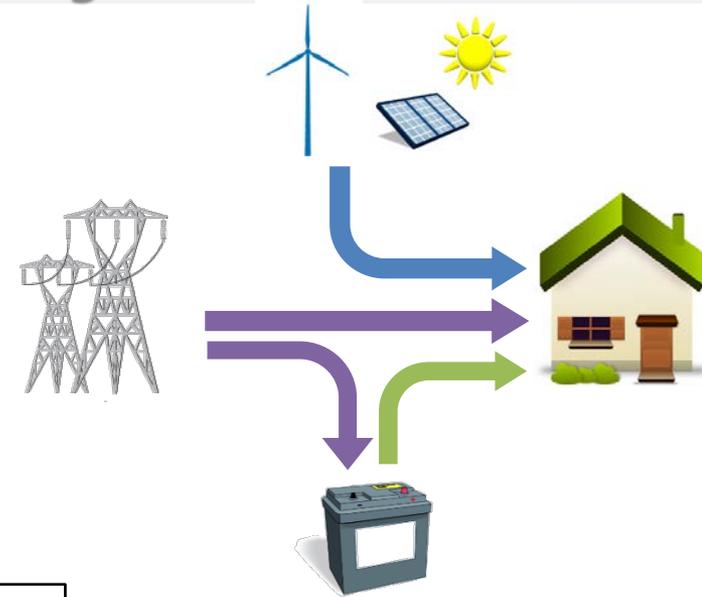
- Besoins énergétiques globalement satisfaits
- Prédiction du besoin de soutirage pour le prochain pic
- Si nécessaire, soutirage et stockage en prévision du prochain pic



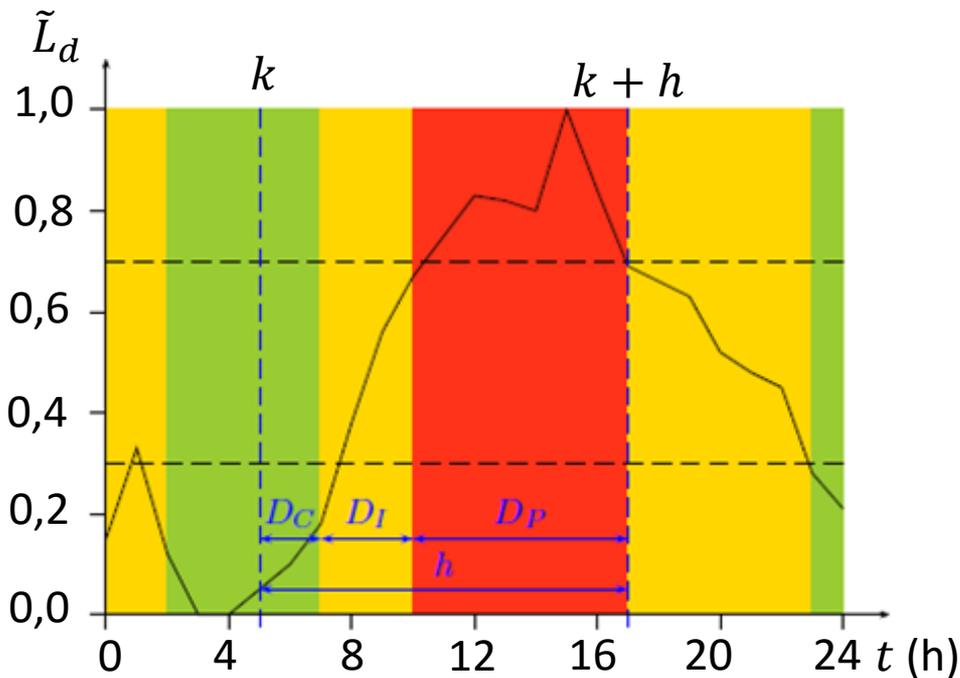
# IV. Stratégie de gestion du micro-réseau

## C. Sous production d'énergie

- Besoins énergétiques non satisfaits
- Déstockage pour combler les besoins
- Soutirage au réseau en cas de stockage insuffisant
- Prédiction du besoin de soutirage pour le prochain pic
- Si nécessaire, soutirage et stockage en prévision du prochain pic



- Horizon de prédiction variable selon l'état actuel du réseau et son état futur
  - Réseau en période creuse



- $D_C$  : Durée de la période creuse (h)
- $D_I$  : Durée de la période intermédiaire (h)
- $D_P$  : Durée de la période de pointe (h)
- $k$  : Indice temporel
- $h$  : Horizon de prédiction (h)

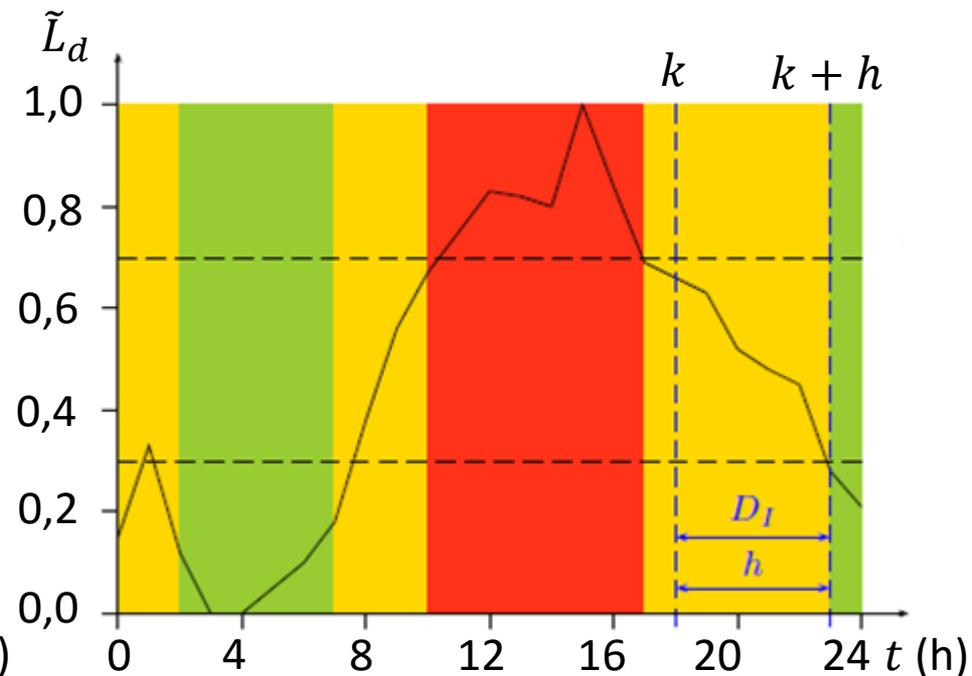
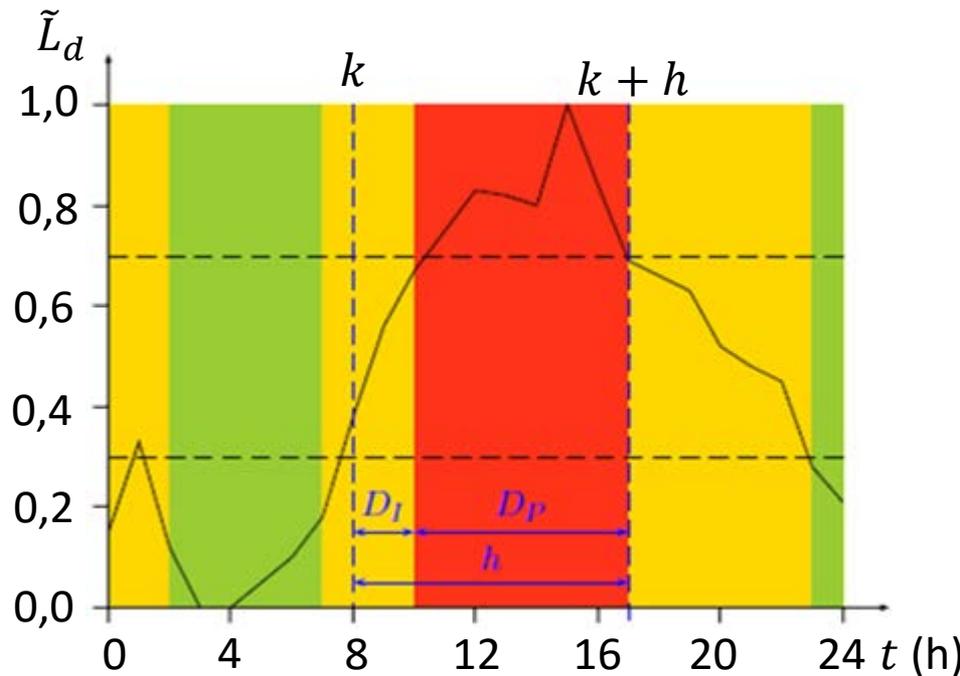
# IV. Stratégie de gestion du micro-réseau

## D. Horizon de prédiction

- Horizon de prédiction variable selon l'état actuel du réseau et son état futur

– Réseau en période intermédiaire

$D_I$  : Durée de la période intermédiaire (h)  
 $D_P$  : Durée de la période de pointe (h)  
 $k$  : Indice temporel  
 $h$  : Horizon de prédiction (h)



# IV. Stratégie de gestion du micro-réseau

## D. Horizon de prédiction

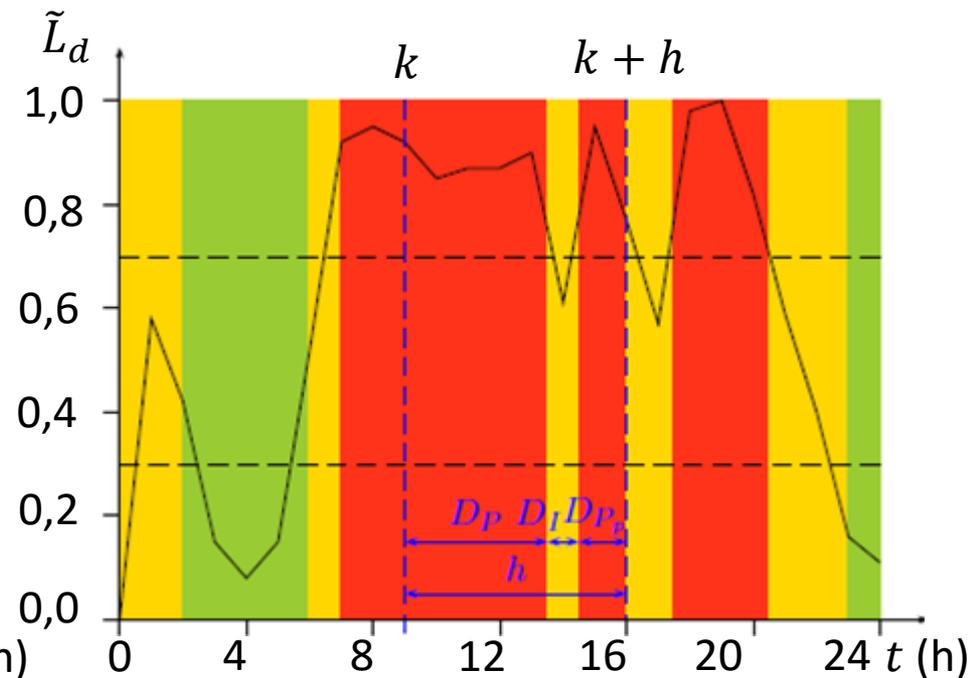
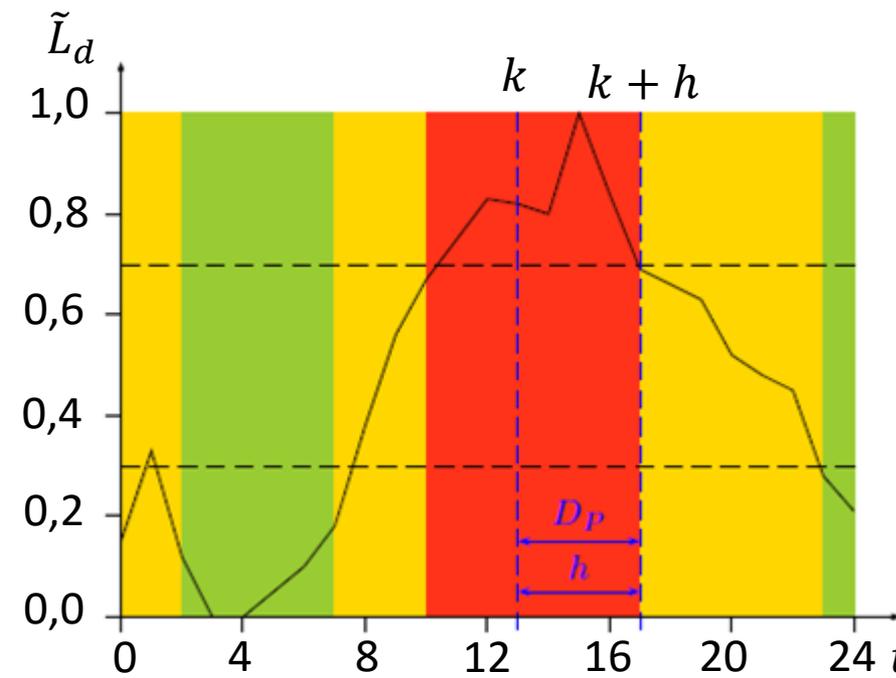
- Horizon de prédiction variable selon l'état actuel du réseau et son état futur

– Réseau en période de pointe

$D_I$  : Durée de la période intermédiaire (h)

$D_P$  : Durée de la période de pointe (h)

$D_{PP}$  : Durée de la période du second pic proche (h)



# IV. Stratégie de gestion du micro-réseau

## E. Prédiction des charges

- Prédiction de la charge de l'habitat

$$L_{hab}^{j+1}(k+i) = L_{hab}^j(k+i) + \beta_{hab} \times (T_{ext}^{j+1}(k) - T_{ext}^j(k))$$

–  $ERM \approx 4\%$

- Prédiction de la charge du réseau

$$L_g^{j+1}(k+i) = L_g^j(k+i) + \beta_g \times (T_{ext}^{j+1}(k) - T_{ext}^j(k))$$

–  $ERM \approx 10\%$

$L_{hab}^j$  : Charge de l'habitat du jour  $j$  (kWh)

$L_g^j$  : Charge du réseau électrique du jour  $j$  (kWh)

$T_{ext}$  : Température extérieure (°C)

$i$  : Indice temporel pour la prédiction ( $i \in \llbracket 1, h \rrbracket$ )

$j$  : Indice du jour de l'année

$k$  : Indice temporel

$\beta_{hab}, \beta_{rés}$  : Paramètres à optimiser

# IV. Stratégie de gestion du micro-réseau

## F. Prédiction de la production locale

- Prédiction de la production PV

$$E_{PV}^{j+1}(k+i) = E_{PV}^j(k+i) + \beta_{PV} \times \left( I_r^{j+1}(k) - I_r^j(k) \right)$$

–  $ERM \approx 5\%$

- Prédiction de la production éolienne

$$E_{éo}^{j+1}(k+i) = E_{éo}^j(k+i) + \beta_{éo} \times \left( U_0^{j+1}(k) - U_0^j(k) \right)$$

–  $ERM \approx 8\%$

$E_{PV}^j$	: Production PV du jour $j$ (kWh)
$E_{éo}^j$	: Production éolienne du jour $j$ (kWh)
$I_r$	: Irradiation solaire (kWh.m <sup>-2</sup> )
$U_0$	: Vitesse du vent (m.s <sup>-1</sup> )
$i$	: Indice temporel pour la prédiction ( $i \in \llbracket 1, h \rrbracket$ )
$j$	: Indice du jour de l'année
$k$	: Indice temporel
$\beta_{PV}, \beta_{éo}$	: Paramètres à optimiser

# V. Résultats de simulation

- Meilleure configuration obtenue avec éolienne



$P_{pv} = 8 \text{ kW}_c$      $P_{éol} = 10 \text{ kW}_c$      $E_{bat}^{max} = 200 \text{ kWh}$

- Critères de performance

## Stratégies comparées

- NPSS** : Non prédictive sans stockage
- NP** : Non prédictive
- P** : Prédictive

Stratégie	$EnR_c$ (kWh)	$E_{inj}$ (kWh)	$E_{EDF}$ (kWh)	$E_{sto}$ (kWh)	% $_{ac}$ (%)	% $_{EnR}$ (%)	$J_{EnR}$ (%)	$J_c$ (€)	$I_{inj}$ (-)	$I_{sout}$ (-)	$I_g$ (-)
NPSS	11305	13707	15779	-	45,2	41,7	18,9	-119	-33	3897	3864
NP	15727	8501	11361	4427	62,9	58,1	36,5	-165	1453	2694	4147
P	15728	8504	11367	13272	62,9	58,1	36,5	-165	1434	6495	7929

- Comparaison stockage / sans stockage
  - Utilisation d'un système de stockage  $\Rightarrow$  amélioration de tous les résultats 
- Comparaison stratégies prédictive / non prédictive
  - Énergie produite et consommée, coût et injection réseau identique 
  - Meilleure utilisation du système de stockage 
  - Soutirage au réseau pendant des moments plus favorables 
  - Impacts réseau globalement beaucoup plus élevés (+91 %) 

# V. Résultats de simulation

- Meilleure configuration obtenue sans éolienne



$$P_{pv} = 8 \text{ kW}_c$$



$$E_{bat}^{max} = 200 \text{ kWh}$$

- Critères de performance

## Stratégies comparées

- **NPSS** : Non prédictive sans stockage
- **NP** : Non prédictive
- **P** : Prédictive

Stratégie	$EnR_c$ (kWh)	$E_{inj}$ (kWh)	$E_{EDF}$ (kWh)	$E_{sto}$ (kWh)	% $_{ac}$ (%)	% $_{EnR}$ (%)	$J_{EnR}$ (%)	$J_c$ (€)	$I_{inj}$ (-)	$I_{sout}$ (-)	$I_g$ (-)
NPSS	5440	6393	21645	-	46,0	20,1	9,2	-879	3675	-2682	993
NP	7878	3522	19203	2445	66,6	29,1	19,4	-905	1404	5214	6617
P	7900	3500	19185	16873	66,8	29,2	19,5	-904	1402	11314	12715

- Comparaison stockage / sans stockage
  - Identiques au cas précédent
- Comparaison stratégies prédictive / non prédictive
  - Identiques au cas précédent
- Intérêt d'un éolienne / pas d'éolienne
  - Taux de couverture  $EnR$  et critère  $J_{EnR}$  plus élevés 
  - Coût économique plus faible 
  - Impact en soutirage moins bon avec du stockage 

- Conclusion
  - Modélisation d'un micro-réseau électrique
  - Développement d'une stratégie de pilotage prédictive
  - Détermination de configurations intéressantes
  - Observations générales
    - Bilan énergétique identique mais meilleur impact sur le réseau électrique en comparaison avec une approche de gestion non prédictive du micro-réseau
- Perspectives
  - Améliorer les méthodes de prédiction de la production d'énergie locale et de la charge du réseau et de l'habitation
  - Analyser l'impact de la disponibilité des ressources
  - Tester sur d'autres types d'habitats

# Gestion prédictive d'un micro- réseau résidentiel

Aurélie Chabaud,  
Julien Eynard,  
Stéphane Grieu

Université de Perpignan  
Via Domitia

Laboratoire  
PROMES-CNRS

FRANCE

International Solar  
Energy Society  
MOSIM 2016  
Montréal, Canada  
*Session MA-2-4*  
*Optimisation énergétique*  
23/08/2016

