



ÉCOLE POLYTECHNIQUE  
FÉDÉRALE DE LAUSANNE



# **Maîtrise et contrôle de l'approvisionnement en électricité au moyen de dispositifs de stockage électrochimique**

**Fabrizio Sossan, Emil Namor, Rachid Cherkaoui, Mario Paolone**

**Laboratoire des systèmes électriques distribués (DESL)**

# Sommaire

---

- Contexte de l'étude
- Design du système: feeder dispatchable
- Détermination du plan de soutirage (dispatch plan)
- Suivi du dispatch plan en temps réel
- EPFL – Infrastructure expérimentale
- Résultats
- Conclusions

# Contexte de l'étude

---

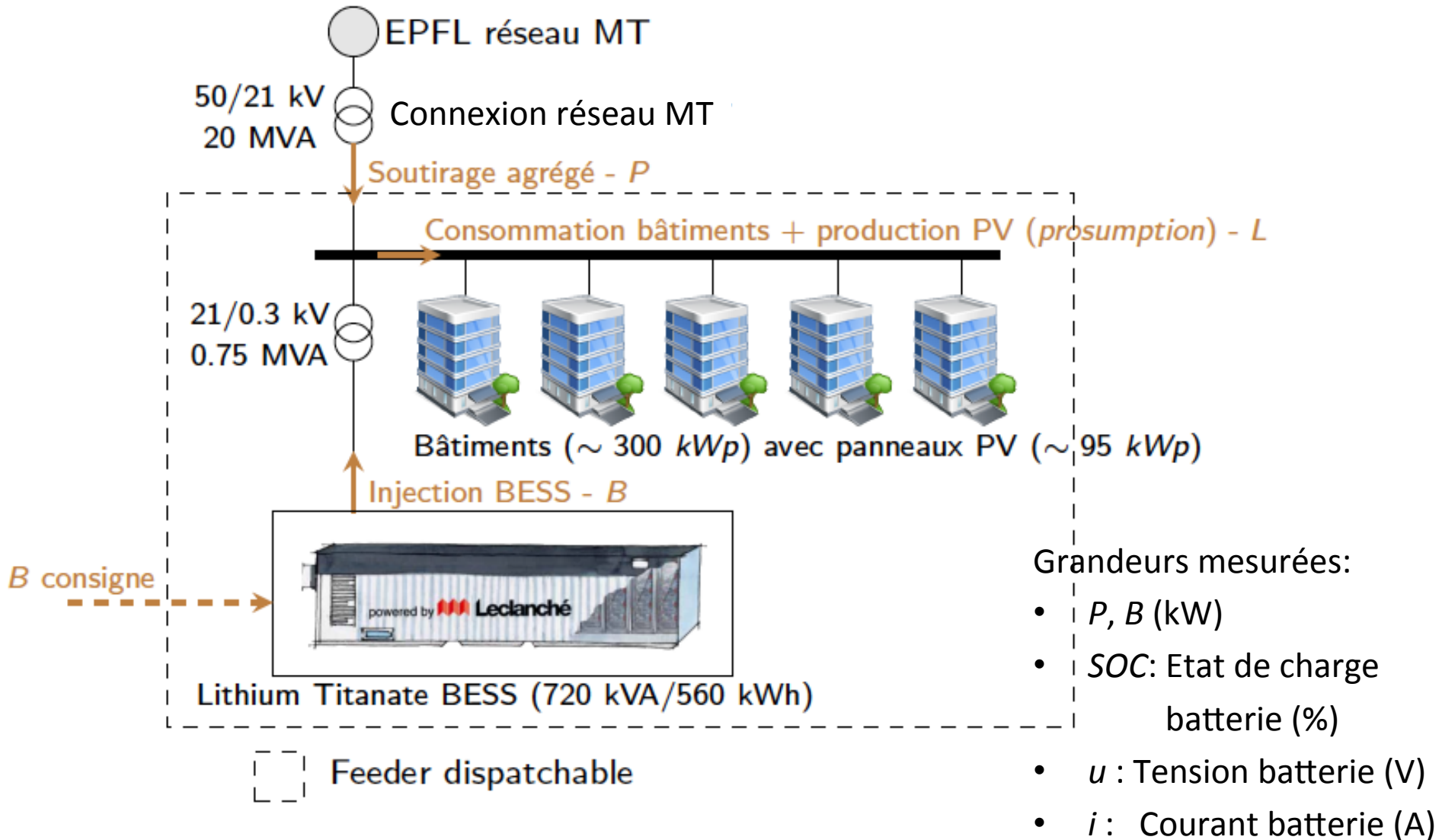
Canton VD – DIREN: programme de soutien pour Recherche & Développement

- 100 millions de francs pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique -

Projet de recherche EPFL – Leclanché – Romande Energie:

- Système Pilote de Stockage d'Énergie de 500 kWh pour le Contrôle des Réseaux Electriques de Distribution avec Génération Distribuée -

# Design du système: feeder dispatchable



# Objectifs

---

- Définir à l'avance un *plan de soutirage*  $\hat{P}$  (*dispatch plan*) pour les prochaines 24h (jour d'après) en fonction de la *prévision de la production/consommation*  $\hat{L}$  (*prosumption*) des bâtiments et de la *disponibilité de la batterie* (injection  $B$ )
- En exploitation en temps réel (jour d'après), observer aussi scrupuleusement que possible le *plan de soutirage* prédéfini  $\hat{P}$  en contrôlant l'injection  $B$  de la batterie
- Tenir compte de la nature stochastique de la production/consommation et des limites physiques (état de charge, courant/tension, etc.) de la batterie – maximiser la flexibilité de la batterie
- Application à différents cas: écrêtage du soutirage, nivellement du soutirage, réduction de coûts du soutirage, etc.
- **Motivation:** réduction des besoins en matière de réserve de puissance

# Détermination du plan de soutirage (dispatch plan)

Le plan de soutirage  $\hat{P}$  est un profil temporel de puissance défini le jour d'avant pour les 24 heures du jour suivant selon une résolution de 5mn. Il est déterminé comme suit:

$$\hat{P}_t = \hat{L}_t + F_t \quad t = 1, \dots, N \quad (N=288)$$

$\hat{L}_t$ : prévision de la consommation/production (prosumption) pour les prochaines 24 heures selon une méthode probabiliste

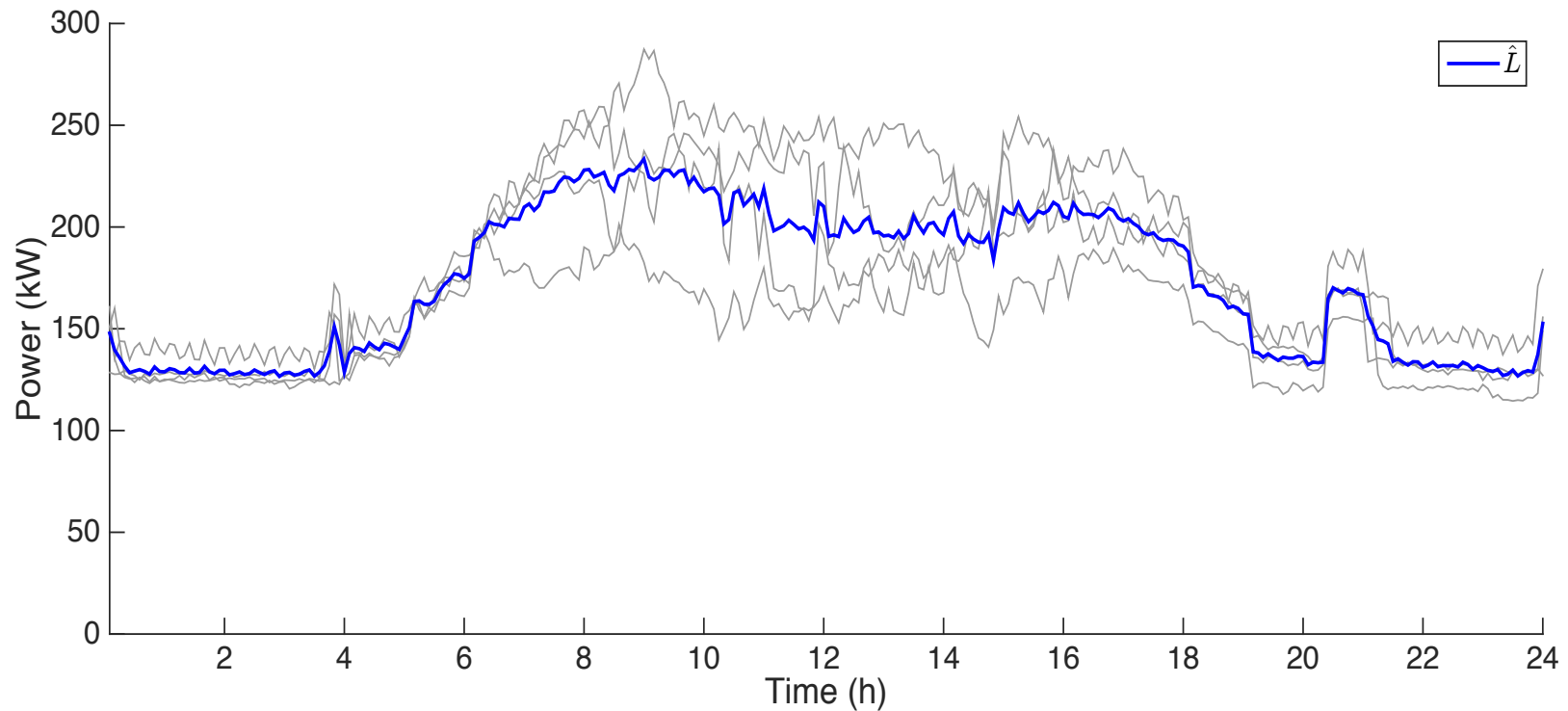
$F_t$  : profil de puissance offset déterminé selon le cas d'application considéré tout en s'appuyant sur l'injection  $B$  de la batterie comme degré de liberté

# Détermination du plan de soutirage (dispatch plan)

Prévision de la consommation/production (prosumption)  $\hat{L}$ :

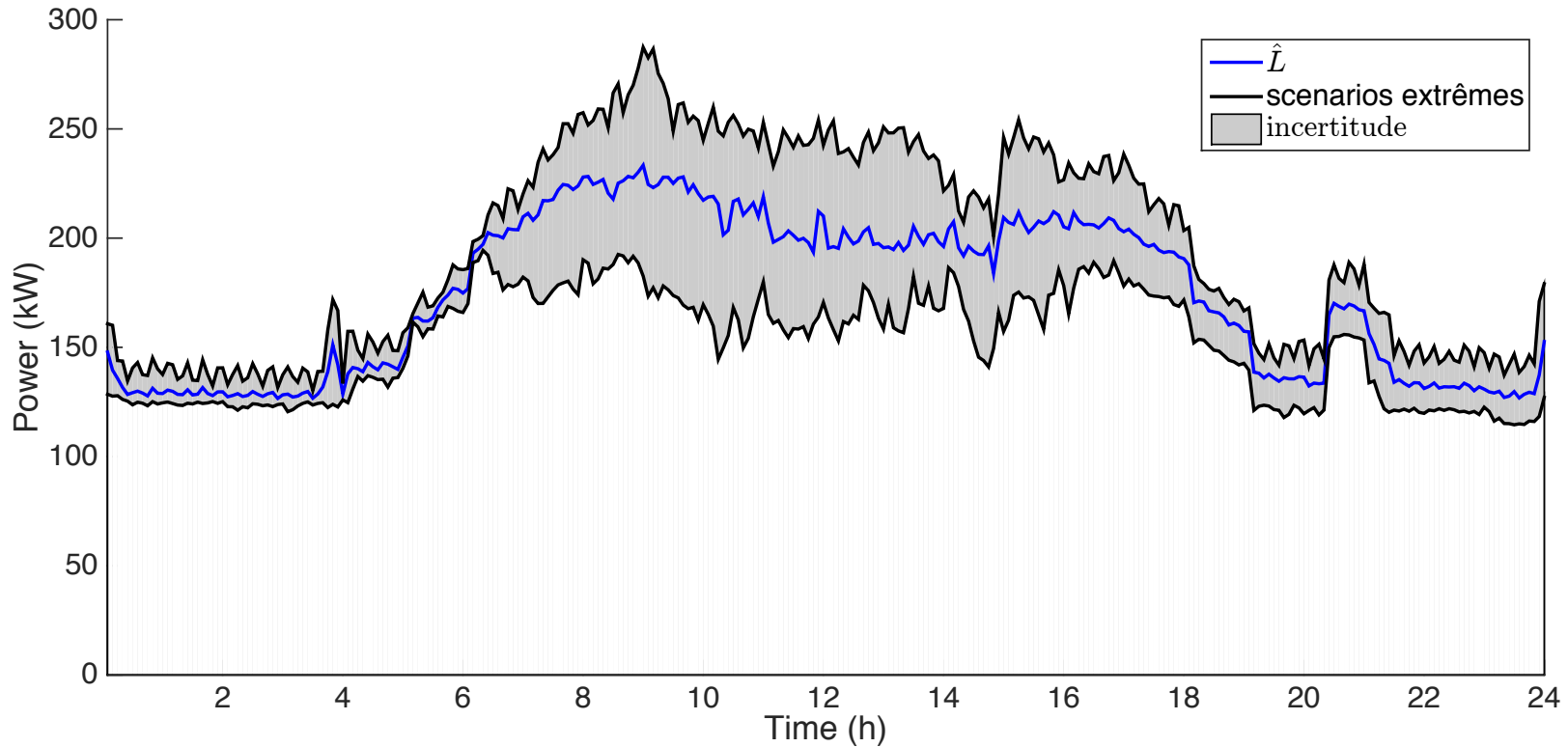
- Basée sur une méthode d'auto-régression
- Elaboration au préalable d'une base de données statistiques contenant les profils journalier de prosumption pour un certain nombre d'années passées
- Dans cette base, sélection d'un ensemble de profils qui s'approcheraient au mieux de celui du jour visé. Critères de sélection: type de jour (sem./wd/férié), jour de l'année (effet saisonnier), radiation solaire, etc.
- Le profil  $\hat{L}$  est déterminé en effectuant pour chaque intervalle de 5mn une moyenne des valeurs fournies par les profils retenus

# Détermination du plan de soutirage (dispatch plan)





# Détermination du plan de soutirage (dispatch plan)



# Détermination du plan de soutirage (dispatch plan)

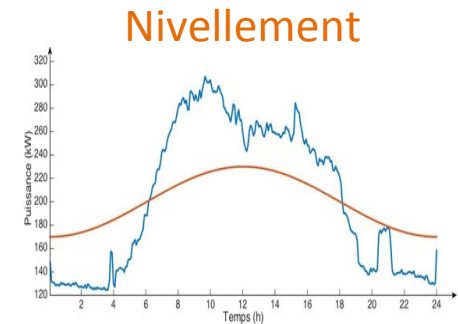
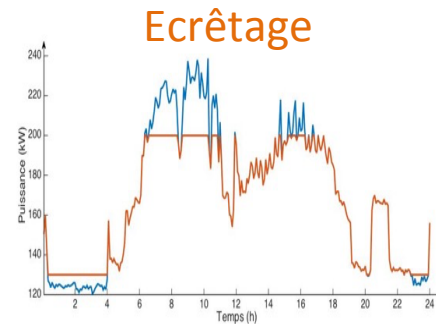
## Détermination du profil offset $F_t$ :

- Formulation d'un problème d'optimisation robuste correspondant au cas d'application étudié et utilisant l'injection  $B$  comme degré de liberté

### ***Critères et contraintes***

- Critères spécifiques à l'application

- Maintien adéquat du niveau de charge de la batterie  $SOC$  de sorte à garantir la flexibilité nécessaire durant toute la période d'exploitation pour compenser l'écart entre le dispatch plan et la prosumption actuelle
- Respect des limites techniques:  $SOC$ ,  $B$ , etc.
- Prise en compte de l'incertitude liée à la prévision  $\hat{L}$  (scenarios extrêmes)

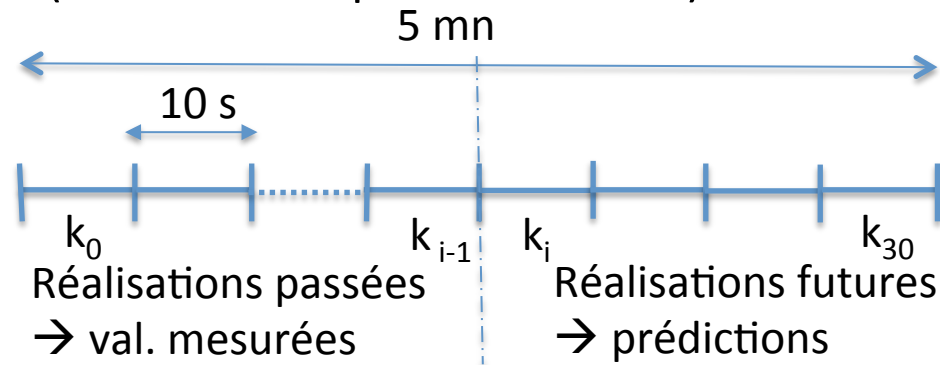


# Suivi du dispatch plan en temps réel

- L'objectif est de faire correspondre le profil du soutirage mesuré au dispatch plan moyennant un *modèle de contrôle prédictif* (MPC) utilisant l'injection  $B$  de la batterie comme variable de liberté.
- En d'autres termes, la batterie va fournir l'écart entre la presumption réelle et le dispatch plan

## Modèle de Contrôle Prédictif (MPC):

- En référence au dispatch plan, chaque période de 5 mn est discrétisée en intervalles de 10 s (définition du pas de contrôle)



- A l'intervalle  $k_i$  (ou  $i * 10$  s), on effectue une prédiction à court terme de la presumption sur la période allant de  $k_i$  à  $k_{30}$ . Cette prédiction s'appuie sur les grandeurs mesurées jusqu'à  $k_{i-1}$  (presumption  $L$ , injection  $B$ ,...)

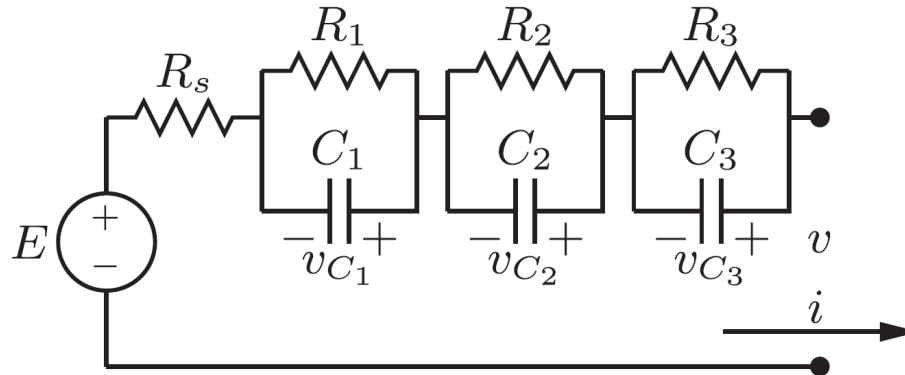
# Suivi du dispatch plan en temps réel

---

- Déterminer, sur la période allant de  $k_i$  à  $k_{30}$ , une séquence d'injection  $B$  de la batterie visant à compenser au mieux l'écart entre la prédiction à court terme précitée et le dispatch plan (constant pendant la période de 5 mn en cours)
- Cette séquence d'injection  $B$  est le résultat d'une optimisation ayant pour contraintes les limites physiques suivantes: tension  $u$ , courant  $i$ , et état de charge  $SOC$  de la batterie
- Cette optimisation inclut une représentation du modèle dynamique de la batterie permettant d'évaluer les contraintes précitées (calcul de  $u$  notamment)
- La première composante de la séquence d'injection (au pas  $k_i$ ) est transmise à la batterie comme étant la nouvelle consigne d'injection jusqu'à l'intervalle  $k_{i+1}$

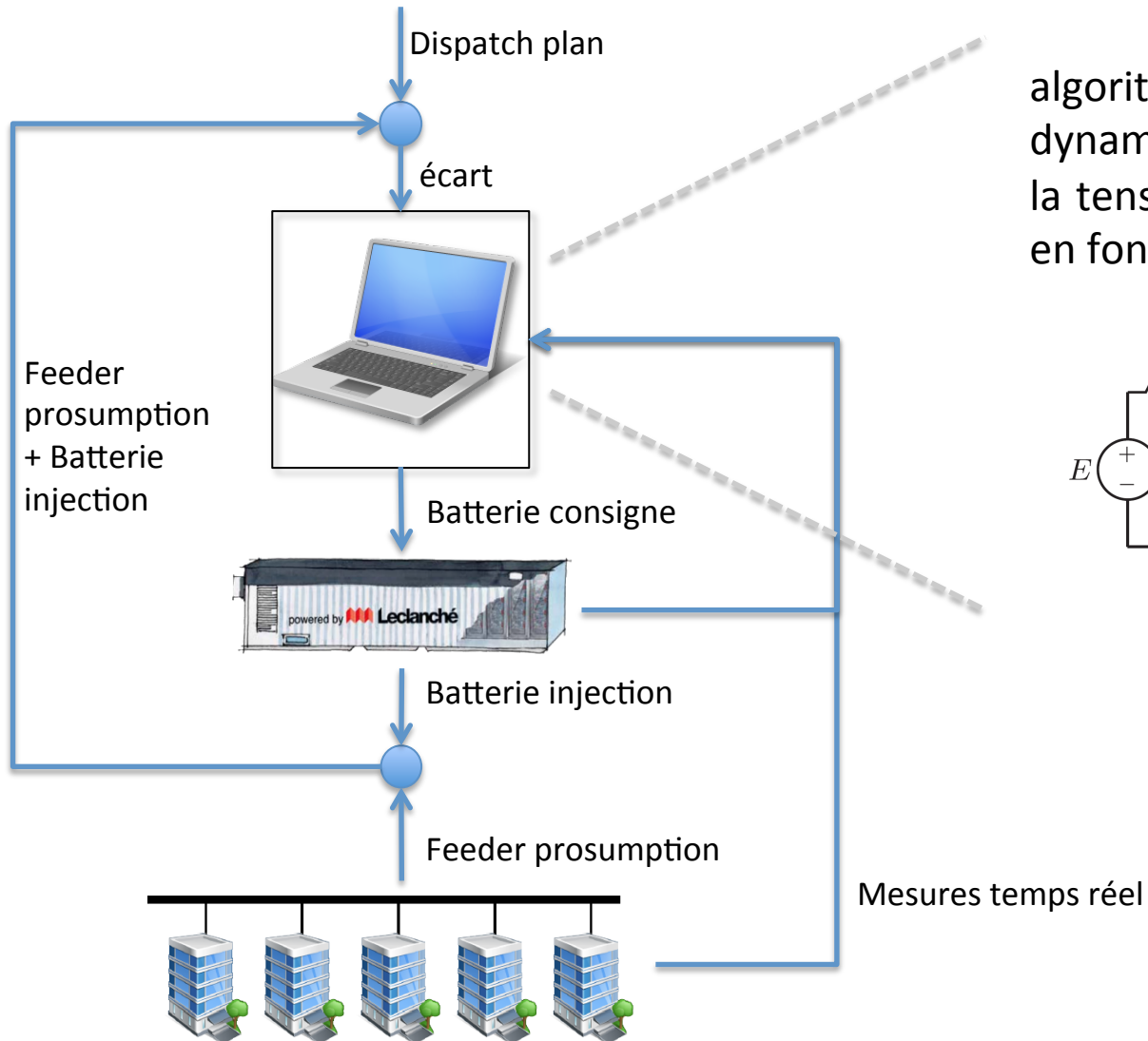
# Suivi du dispatch plan en temps réel

Modèle dynamique de la batterie:

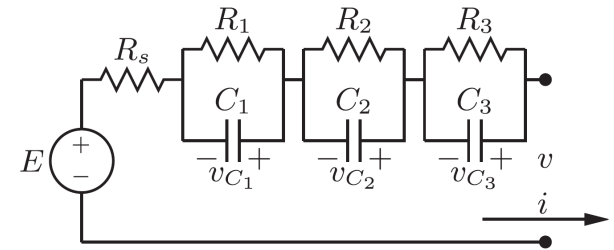


- Les paramètres sont définis par méthode d'identification selon une série de test expérimentaux permettant de reproduire une large palette de phénomènes dynamiques
- Ces paramètres dépendent de l'état de charge *SOC*. Ils sont mis à jour à chaque pas de 10 s en les extrayant d'une table issue des tests expérimentaux

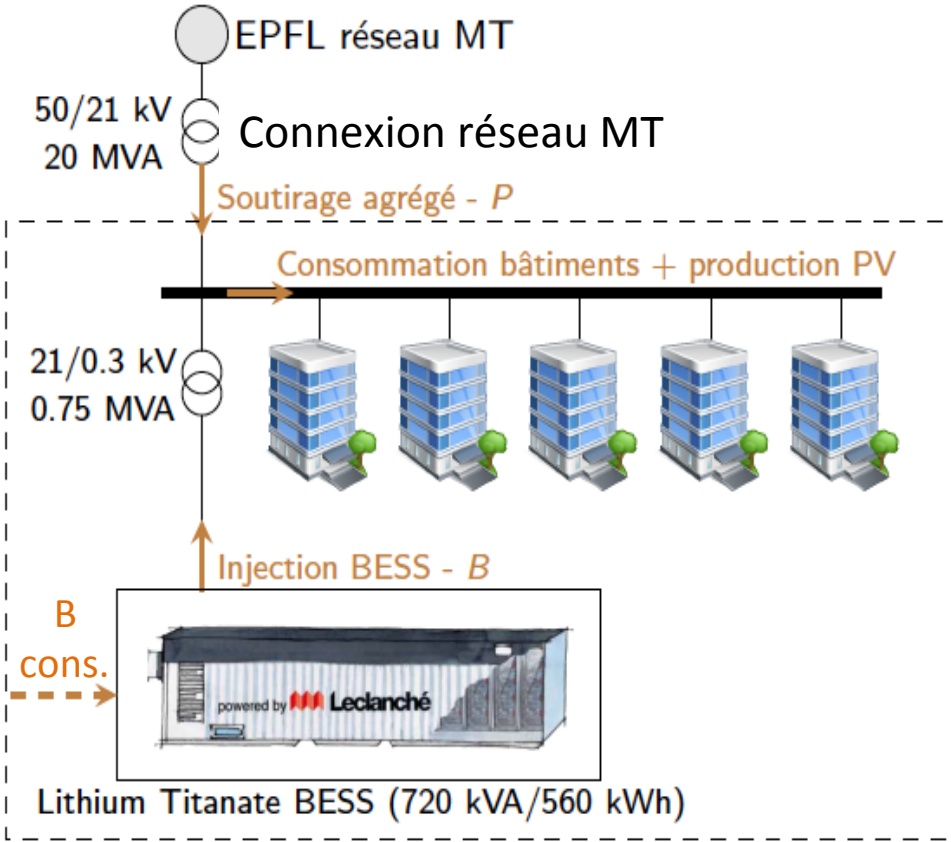
# Suivi du dispatch plan en temps réel



algorithme MPC incluant un modèle dynamique de la batterie évaluant la tension  $u$  et l'état de charge SOC en fonction du courant  $i$



# EPFL – infrastructure expérimentale



- Point de mesure unique au point de connexion MT.
- Consommation 350 kWp en hiver.
- Installation PV de 95 kWp.

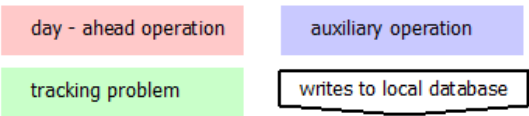
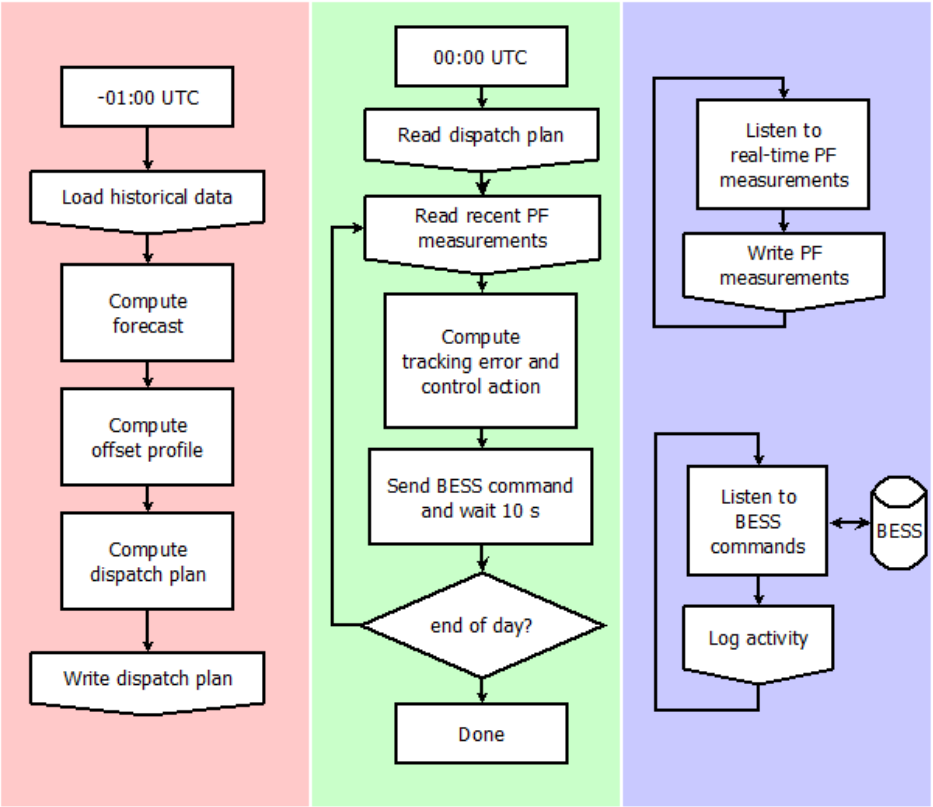
# EPFL – infrastructure expérimentale: BESS

Paramètres	valeur
Capacité nominale	720 kVA/560 kWh
Tens. pt.connection MT	20 kV
Tension DC	600/800 V
Technologie cellule (Anode/Cathode)	Lithium Titanate Oxide (LTO) Nichel Cobalt Aluminium Oxide (NCA)
Durée de vie	> 20000 cycles / > 20 years
Nombre de racks	9 en parallel
Nbre de modules par rack	15 en series
Nbre total de cellules	8100
Capacité nominale d'une cellule	30 Ah (69 Wh)
Rendement (AC)	94-96%
Rendement (DC)	97-99%





# EPFL – infrastructure expérimentale: outil de contrôle



C++



## Organigramme des tâches

## Syst. exploit. / langage + hardware utilisés

# Résultats (on-line)

---

Dispatched operation -- 14 Jan 2016

<https://snapshot.raintank.io/dashboard/snapshot/PuW1Rf5d470Q0gsT7UNponM25bGDNTRA>

Dispatched operation -- 13 Jan 2016

<https://snapshot.raintank.io/dashboard/snapshot/cDS4IDniZjRiePXvusnmQXOmMwpGLnR6>

Dispatched operation + Peak Shaving (écrêtage) -- 22/06/2016

<https://snapshot.raintank.io/dashboard/snapshot/LSF3bPxtWYDjHVu6siEr1VPb92EXNkd6>

Dispatched Operation + Load Levelling (nivellement) -- 14/03/2016

<https://snapshot.raintank.io/dashboard/snapshot/4ztn800czpAzEFRzbGOMWc1A2pKeC9ab>

Dispatched operation (continuous operation) -- 16 to 19/03/2016

<https://snapshot.raintank.io/dashboard/snapshot/TNbEgP7j1AWhaW7cEK1ZiK3tY1Or7P4U>

# Résultats

Statistiques sur l'erreur de "traking" (kW)

Expérience		RMSE	Moyenne	Max
Jour 0	sans dispatch	19.20	4.68	50.82
	dispatch	0.43	< 0.01	1.54
Jour 1	sans dispatch	18.71	-0.39	72.150
	dispatch	0.25	< 0.01	0.740
Jour 2	sans dispatch	18.06	-4.92	54.45
	dispatch	0.42	< 0.01	1.41
Jour 3	sans dispatch	20.579	-5.451	59.270
	dispatch	0.196	< 0.01	0.570

# Conclusions – points clés

---

- Solution originale afin de faire face à l'accroissement de la demande en matière de réserve (services systèmes) inhérente au degré de pénétration croissant des sources d'énergie d'origine renouvelables
- Mécanisme de contrôle décentralisé/local ne nécessitant pas de coordination particulière (complexité seulement locale liée à l'aptitude à suivre le dispatch plan)
- Mécanisme convenant tout aussi bien au contexte de marché libéralisé que non libéralisé (monopole)
- Mécanisme permettant de traiter des objectifs locaux tels que l'écrêtage ou le nivellement du soutirage
- Infrastructure de monitoring / contrôle non invasif

# Conclusions – Perspectives

---

- Dans le MPC, remplacement du modèle purement électrique de la batterie par un modèle détaillé électrochimique permettant de mieux exploiter les potentialités de la batterie
- Amélioration des modèles de prévision de production/consommation (prosumption)
- Evaluation et comparaison des coûts: cas de déploiement de stockage électrochimique vs. cas régulation de puissance conventionnelle
- Installation multiple de dispositifs de stockage électrochimique dans un réseau électrique – déploiement de services systèmes supplémentaires tel que le contrôle de profil de tensions ou des flux de puissances tout au long des feeders

# Références

---

- F. Sossan; E. Namor; R. Cherkaoui; M. Paolone, *Achieving the Dispatchability of Distribution Feeders through Prosumers Data Driven Forecasting and Model Predictive Control of Electrochemical Storage*, in *IEEE Transactions on Sustainable Energy* , 10.1109/TSTE.2016.2600103.
- E. Namor, F. Sossan, R. Cherkaoui and M. Paolone, *Load Leveling and Dispatchability of a Medium Voltage Active Feeder through Battery Energy Storage Systems: Formulation of the Control Problem and Experimental Validation*, in proceedings of ISGT Europe 2016, Ljubljana, Slovenija, October 9-12, 2016.
- F. Sossan and M. Paolone, *Integration and Operation of Utility-Scale Battery Energy Storage Systems: the EPFL's Experience*, in proceedings of Control of Transmission and Distribution Smart Grids, CTDSG 2016, Praha, October 11-13, 2016.