

Commande prédictive (MPC) pour la gestion énergétique d'un micro-réseau résidentiel

Mohamed IGADARNE — Master 2 EEA (UPVD)

Contexte & objectif

- Intégration croissante des ENR (PV) → intermittence, incertitudes et variabilité locale.
- Besoin d'un pilotage anticipatif en respectant les contraintes techniques (abonnement, limites de stockage) et minimiser les coûts.
- Objectif : piloter un **micro-réseau résidentiel** (PV-batterie-réseau) par **MPC** afin de minimiser le coût de l'énergie échangée (HP/HC), sous contraintes.

Système & modèles (résumé)

Bilan de puissance :

$$P_b(t) = P_r(t) + P_p(t) - P_c(t)$$

Dynamique batterie :

$$E_b(k+1) = E_b(k) + P_b(k) \frac{T_e}{60}$$

PV (à partir du GHI) :

$$P_p(t) = S r GHI(t) (1 - C_p)$$

Commande prédictive (MPC)

- Horizon : **24 h**, pas $T_e = 10$ min, simulation **7 jours**.
- Variable de décision : $\mathbf{P}_r = [P_r(1) \cdots P_r(H_p)]^\top$.
- Critère (coût réseau + pénalisation contraintes molles) :
$$f_{obj} = \sum_{k=1}^{H_p} \left(T_{EDF}(k) P_{rr}(k) \frac{T_e}{60} \right) + \sum_{k=1}^{H_p} C_m(k)$$
- Résolution : **SQP** (fmincon) et **PSO** (particleswarm).

Contraintes du système (réseau & batterie)

- la puissance échangée avec le réseau P_r :

$$P_{r,\min} \leq P_r(k) \leq P_{r,\max}$$

- état de charge de la batterie (E_b) :

$$E_{b,\min} = 0.1 C_b \leq E_b(k) \leq E_{b,\max} = C_b.$$

Résultats clés (chiffrés)

Cas de base (prédictions parfaites) :

$$C_{r,tot} = -20.31 \text{ EUR sur 7 jours}$$

Robustesse aux erreurs de prédiction (coûts sur 7 jours) :

Scénario	$C_{r,tot}$ (EUR)
Cas 1 : P_c réel, $P_{p,pred}$	-20.86
Cas 2 : $P_{c,pred}$, P_p réel	-19.99
Cas 3 : $P_{c,pred}$, $P_{p,pred}$	-20.69

Qualité des prédictions (fit) :

Signal	Fit (%)
GHI_{real} vs GHI_{cs}	70.1
P_p vs $P_{p,pred}$	70.1
P_c vs $P_{c,pred}$	9.4

Optimisation ($P_{c,pred}$, $P_{p,pred}$) :

Méthode	$C_{r,tot}$	Temps (s)
SQP	-20.69	222.575
PSO (Swarm=100)	-28	574.846

Étude batterie : synthèse

- Sans batterie : $C_{r,tot}(0) = -6.78$ EUR (7 jours).
- Batterie max : $C_{r,tot}(100) = -28$ EUR (7 jours).
- **Capacité utile** : $C_{b,utile} \approx 70$ kWh.
- Gain brut : $G_{7j} = 21.22$ EUR $\Rightarrow G_{10an} = 11034$ EUR.

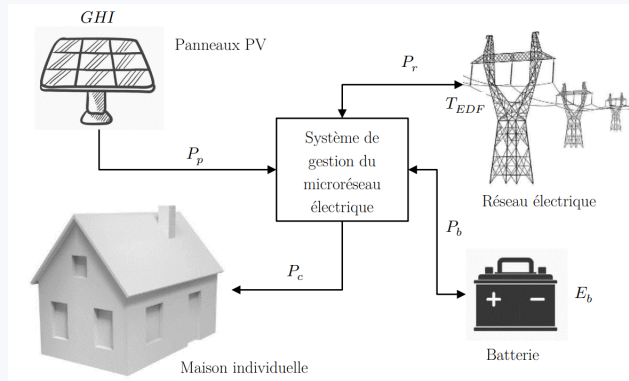
Rentabilité nette (prix batterie inclus) :

- 2019 (200 EUR/kWh) : optimum net ≈ 20 kWh, $G_{10an}^{net} \approx 2260$ EUR.
- 2030 (100 EUR/kWh) : optimum net ≈ 60 kWh, $G_{10an}^{net} \approx 4714$ EUR.

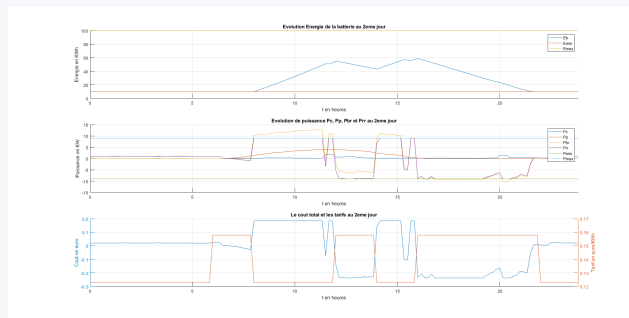
Compétences mises en évidence

- Modélisation énergétique (PV, stockage, échanges réseau) et gestion sous contraintes.
- Formulation d'un MPC non linéaire avec pénalisation de contraintes (relaxation).
- Optimisation numérique : SQP (local) vs PSO (global) et compromis performance/temps réel.
- Analyse techno-économique : capacité utile, extrapolation 10 ans, recommandations d'investissement.

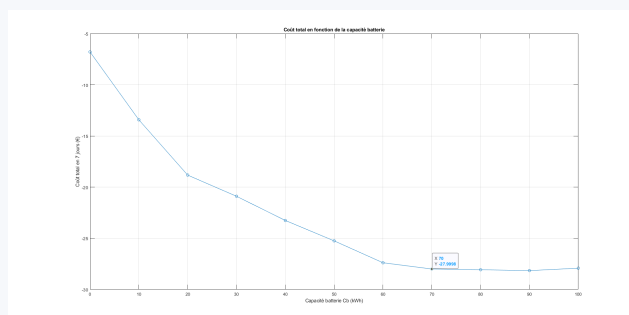
Schéma du micro-réseau



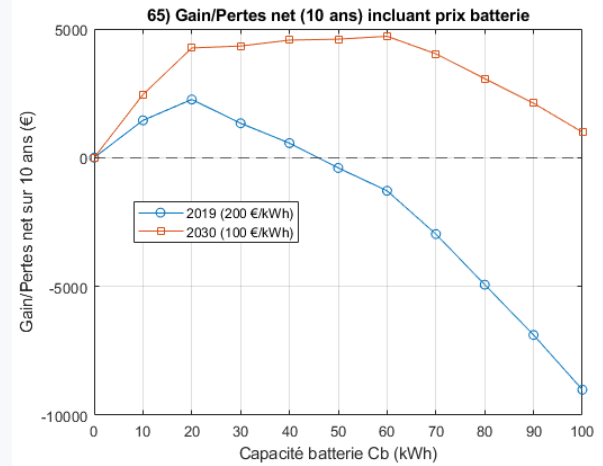
Cas de base (extrait 1 journée)



Impact capacité batterie



Gain net sur 10 ans (2019 vs 2030)



Perspectives

- Tarification achat/vente différenciée (cadre plus réaliste).
- Rendement charge/décharge, puissance max batterie, coût d'usure (vieillessement).
- Prévisions avancées (ML/probabiliste) + incertitudes (intervalles).
- MPC robuste / stochastique pour réduire la sensibilité aux erreurs.
- Accélération solveur (warm-start, formulation QP, horizon adaptatif).
- Extension micro-réseau : VE, PAC, charges pilotables, multi-énergies.