

ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES ET FLEXIBILITÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE : LE CAS DE LA RÉGION OCCITANIE

THÈSE DE DOCTORAT EN ÉCONOMIE

Théotime Coudray (Chaire Economie du Climat, UMR CNRS ART Dev, Université de Montpellier)

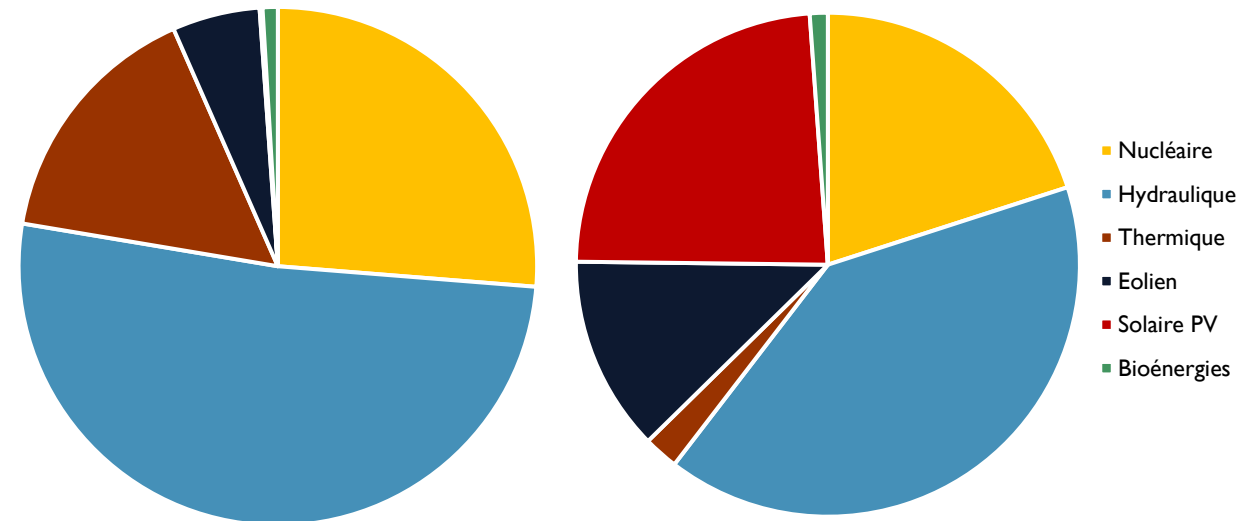


QUESTIONS DE RECHERCHE

Dans un contexte de hausse des énergies renouvelables intermittentes, peut-on concevoir une gestion de la flexibilité du système électrique à l'échelle régionale ?

CONTEXTE

- Forte croissance des capacités EnRI pour répondre aux objectifs climatiques
- Problème de la flexibilité : comment adapter le système électrique à ces nouvelles sources de production intermittentes et décentralisées
- [Hubert et al., 2014] : *“La flexibilité correspond à la capacité d’un système électrique à répondre à des variations dans la production ou la consommation d’électricité.”*



Evolution des parts des différentes technologies de production d’électricité entre 2008 (gauche) et 2022 (droite)

GESTION RÉGIONALE DE LA FLEXIBILITÉ

- La gestion décentralisée de la flexibilité favorise l'intégration des EnRI dans les mix électriques [IEA ; 2016]
 - ✓ Favorise une **meilleure gestion des congestions** : [Esmat et al. ; 2018]
 - ✓ **Réduit les coûts** d'opération du système : [Hong et al. 2018], [Jin et al. ; 2020]
 - ✓ Offre de **nouvelles opportunités économiques** pour les acteurs du système électrique : [Lee et al. ; 2019]

- Les modèles de gestion de la flexibilité se concentrent sur **l'échelle nationale ou les mini-grids**
 - [Kern et Bulkeley, 2009], [Hoppmann et al., 2014], [Hirth et Ziegenhagen, 2015], [Zhang et al., 2013], [Torbaghan et al., 2016], [Olivella-Rossel et al., 2018]

- L'Occitanie constitue un cas d'étude intéressant du fait de son **rapide développement des EnRI** et de sa **politique énergétique ambitieuse** (scénario REPOS 2050).

CHAPITRE I

Prévision des besoins en flexibilité du système électrique : une approche hybride par le deep-learning

➔ **Comment quantifier et prévoir la demande de flexibilité régionale ?**

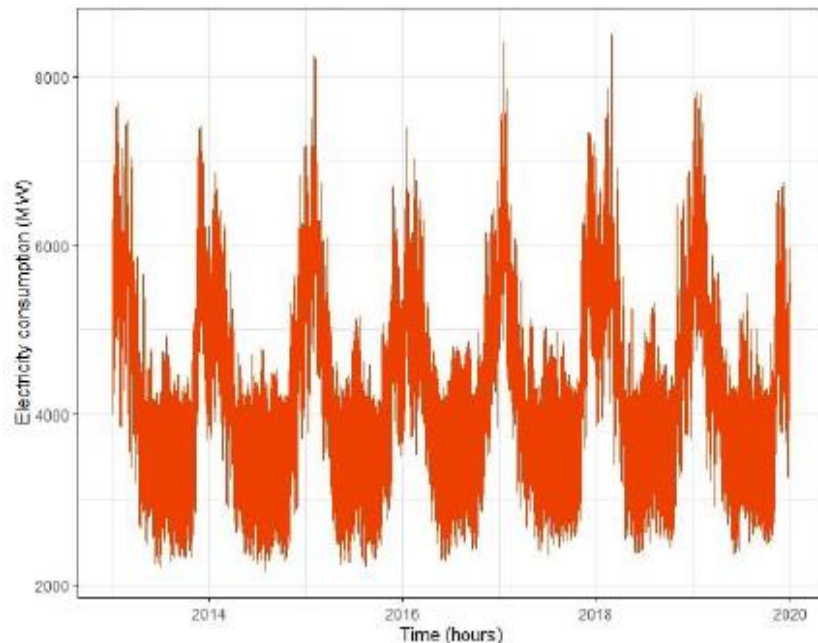
CONSTRUIRE LA DEMANDE DE FLEXIBILITÉ

- La quantification des besoins en flexibilité est nécessaire pour **garantir l'équilibre du système** à tout instant.
- La **Demande Résiduelle** (*Residual Load, RL*) correspond à la quantité d'énergie nécessaire pour couvrir la consommation une fois que l'énergie produite par les EnRI a été comptabilisée.
 - [Holttinen et al., 2013], [Steinke et al., 2013], [Kondziella et Bruckner, 2016], [Heggarty et al., 2019]

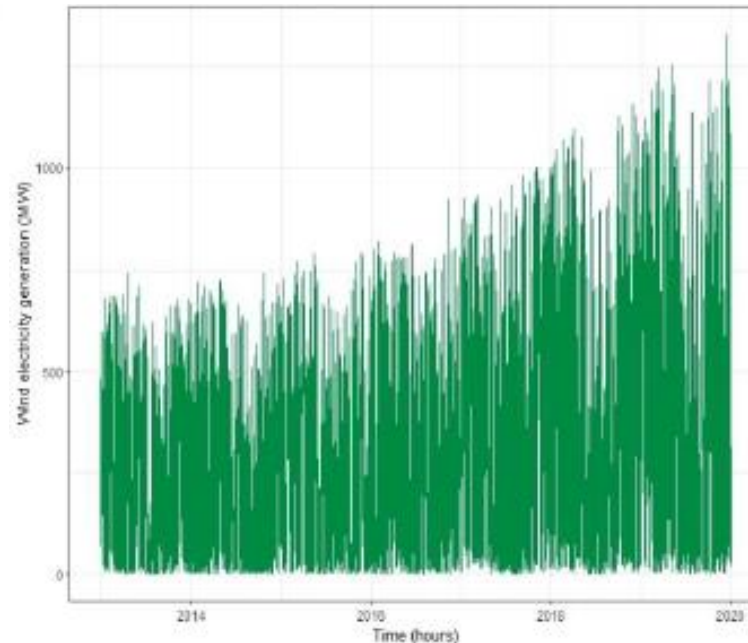
$$RL_t = Consumption_t - (Prod_t^{wind} + Prod_t^{PV})$$

- Lorsqu'elle est **positive**, la RL correspond à un **besoin d'énergie supplémentaire** pour couvrir la consommation.
- Lorsqu'elle est **négative**, la RL correspond à un **besoin d'évacuation ou de stockage de l'excédent** produit par les EnRI.

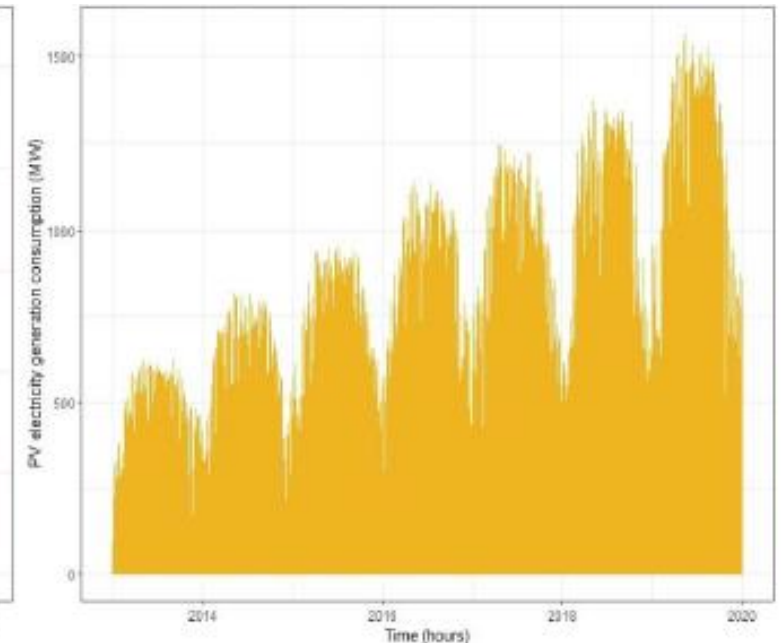
CONSTRUCTION DE LA DEMANDE RÉSIDUELLE OCCITANE



Consommation d'électricité en Occitanie



Production éolienne en Occitanie



Production solaire photovoltaïque en Occitanie

Source : Open-Data Réseaux Energies (shorturl.at/fIDY8)

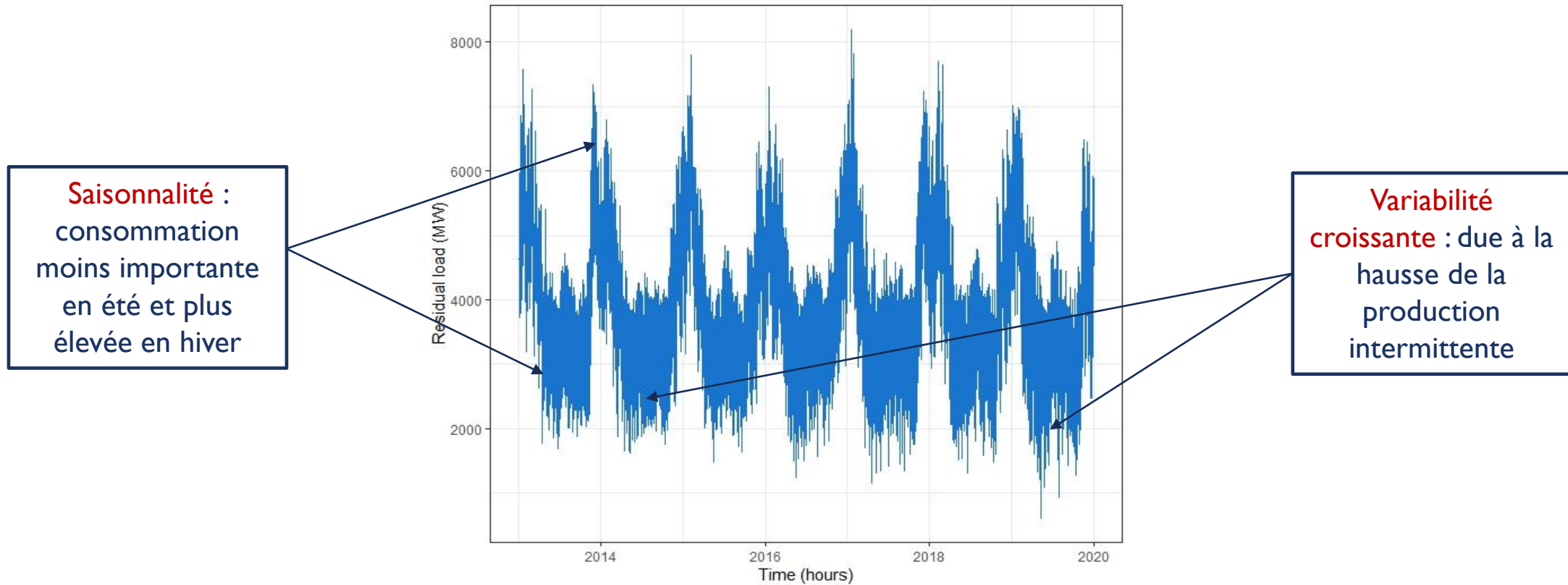
Unité : Mégawatt (MW)

Fréquence : horaire

Période : 01/01/2013 00:00 à 31/12/2019 23:00

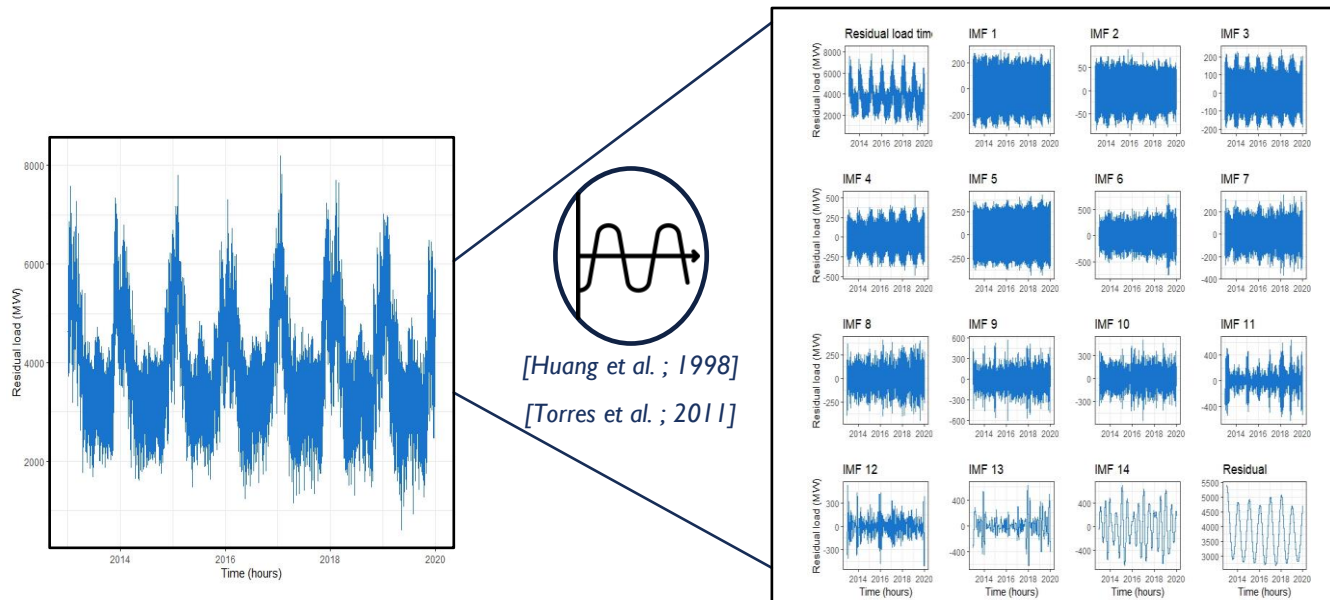
Taille de l'échantillon : 61 344 observations pour chaque variable

DEMANDE RÉSIDUELLE OCCITANE



Demande Résiduelle horaire en Occitanie entre 2013 et 2019

MÉTHODOLOGIE DE PRÉVISION CEEMDAN-CONVLSTM-2D



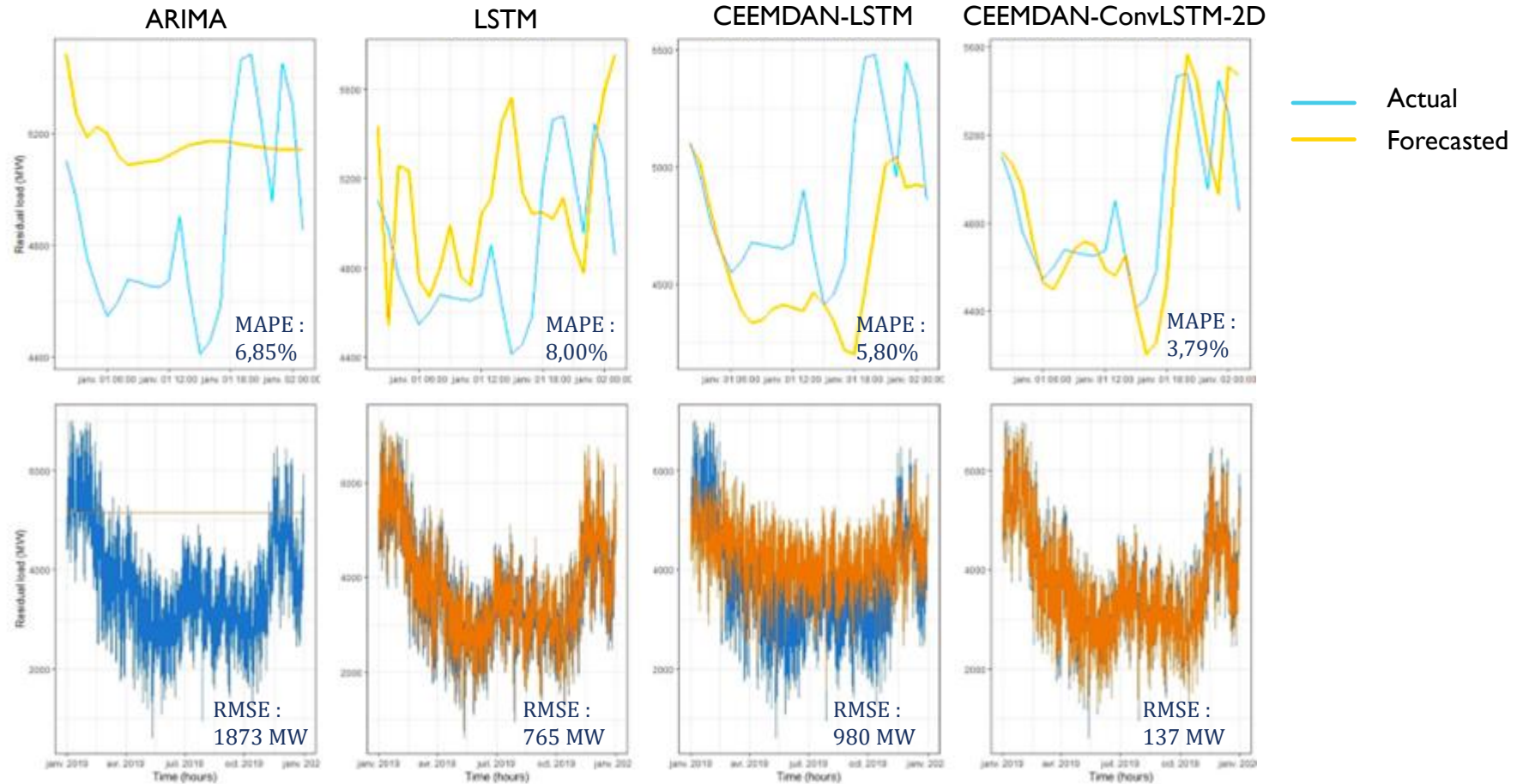
Demande Résiduelle Occitane horaire entre 2013 et 2019 avec ses décompositions en IMFs et résidu

- Entrées : Dernières 24h de RL avec décompositions CEEMDAN
- Couche de convolution :
 - [Bengio et LeCun ; 1995]
 - Récurrences graphiques
- Long-Short Term Memory
 - [Hochreiter et Schmidhuber ; 1997]
 - Récurrences temporelles
- Sortie : **Prochaines 24h de RL**

RÉSULTATS DE PRÉVISION

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{y_i - \hat{y}_i}{y_i} \right|$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2}$$



CHAPITRE II

*Un modèle de gestion régionale de la flexibilité du système électrique
et son application à la région Occitanie*

➔ **Comment optimiser le mix de flexibilité régional ?**

CONSTRUIRE L'OFFRE DE FLEXIBILITÉ

- Dans une logique de **minimisation des coûts**, on propose un modèle d'optimisation des solutions de flexibilité régionales basé sur **l'ordre de mérite**
- Les unités de flexibilité sont regroupées en **Virtual Power Plants selon leur technologie** et un **agrégateur central optimise leur usage**, sachant leurs coûts, capacités, et contraintes techniques ainsi que la valeur de la demande de flexibilité
- L'équation principale du modèle est la suivante :

$$\min CT_t^{flex} = \sum_{i=0}^k q_t^{flex^i} * c^i$$

avec $q_t^{flex^i}$ la quantité de flexibilité apportée par la technologie i au temps t et c^i son coût marginal

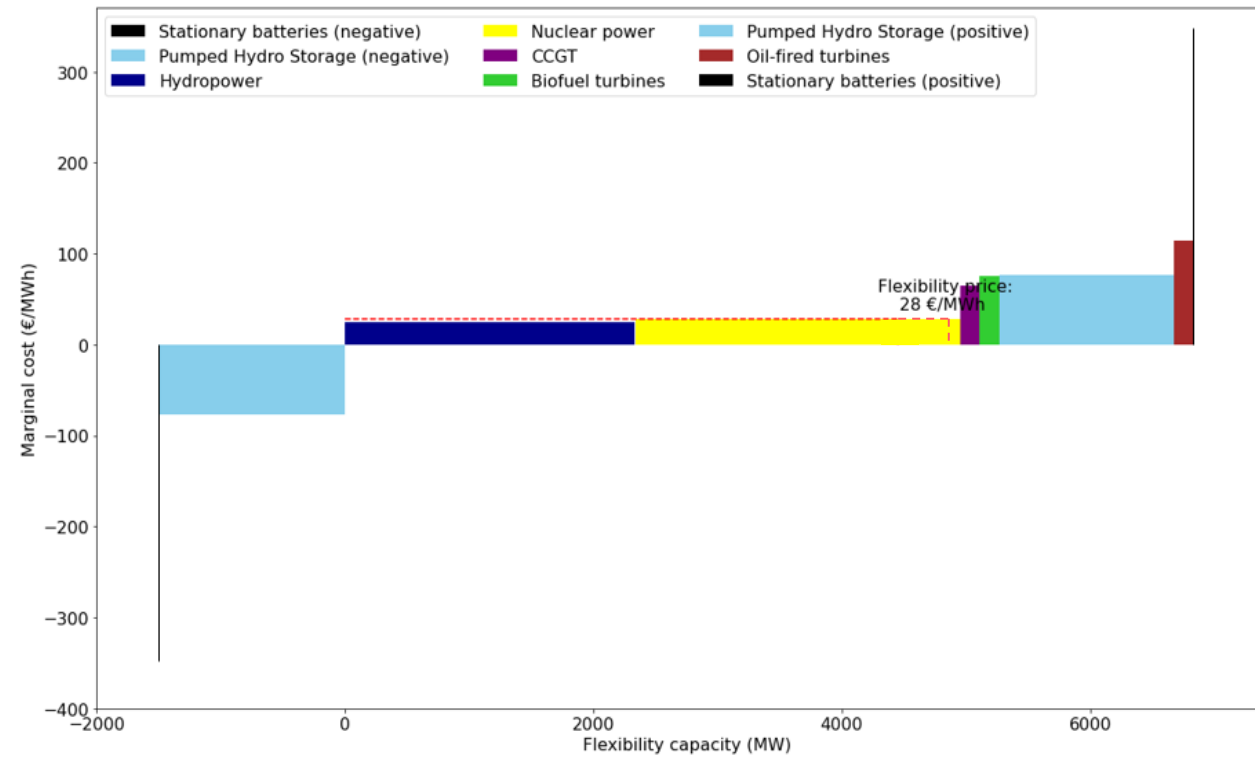
CALIBRATION DE RÉFÉRENCE

- On utilise donc les **capacités agrégées** des différentes unités de flexibilité présentes en 2021 sur le territoire Occitan
 - Ces données sont également recueillies à partir de la plateforme ODRE
- Les coûts marginaux des différentes solutions de flexibilité sont **issus de la littérature grise** (principalement rapport de la Cour des Comptes sur les coûts de production d'électricité en France, 2021)
- La résolution de l'équilibre offre-demande de flexibilité se fait au **pas de temps demi-heure**

<u>Technology</u>	Marginal Cost (€/MWh)	Positive flexibility capacity (MW)	Negative flexibility capacity (MW)
Biofuel turbines	75	162	0
CCGT	65	157	0
Hydropower	25	2 337	0
Nuclear power	28	2 620	0
Oil-fired turbines	115	152	0
Pumped Hydro Storage	77	1 500	-1 500
<u>Stationary batteries</u>	350	2	-2

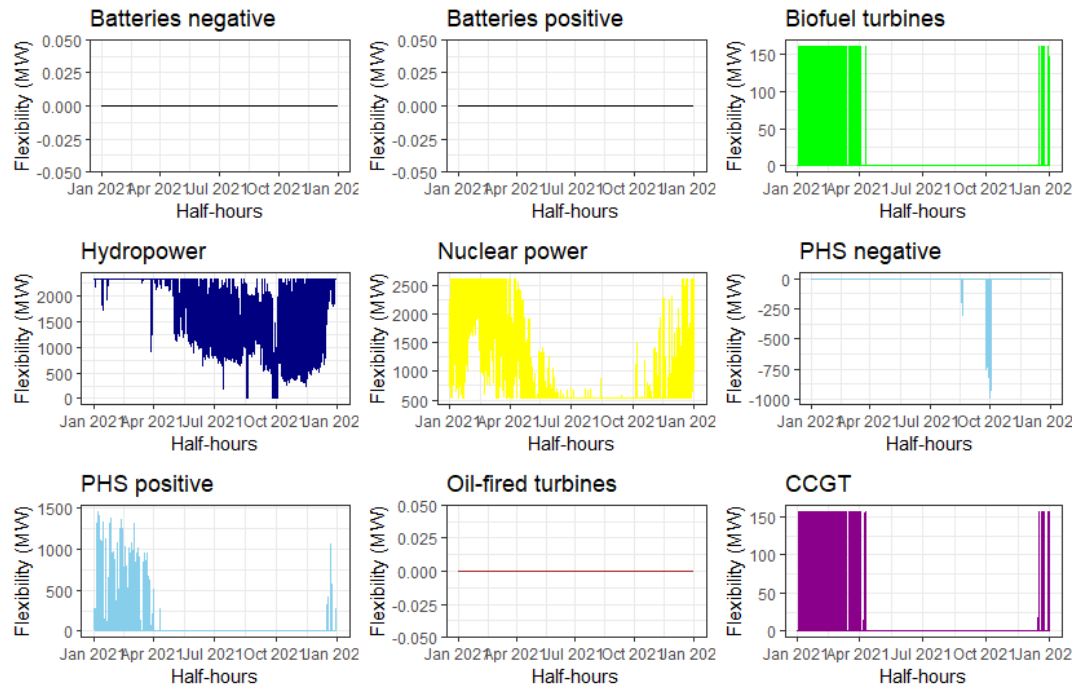
Capacités et coûts marginaux des différentes options de flexibilité en Occitanie en 2021

ORDRE DE MÉRITE



Ordre de mérite des unités de flexibilité en Occitanie au 1^{er} janvier 2021 19:00:00

SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE OCCITANIE 2021 : RÉSULTATS



Courbes de charge des différentes unités de flexibilité pour l'année 2021 en Occitanie

Time-series	Datapoints	Min	Max	Median	Mean	Std. Dev
Total Cost	17 520	14 747	266 945	62 997	76 207	42 899,19
Marginal price	17 520	-77	77	28	30,15	16,72

Coût total et prix marginal semi-horaire de la flexibilité en Occitanie en 2021

CHAPITRE III

Le futur de la flexibilité en Occitanie : une analyse de scénarios

→ **Quels scénarios possibles pour la flexibilité en Occitanie à l'horizon 2050 ?**

HYPOTHÈSES DES SCÉNARIOS DE DEMANDE RÉSIDUELLE

■ Scénario *Business-as-Usual* :

- Continuation des tendances observées au cours des 15 dernières années en matière de consommation électrique et de déploiement des EnRI

- +22% consommation
- +191% capacité éolienne
- +235% capacité PV

■ Scénario *REPOS 2050* :

- Diminution de la consommation électrique via des efforts d'efficacité énergétique et déploiement intensifié des EnRI

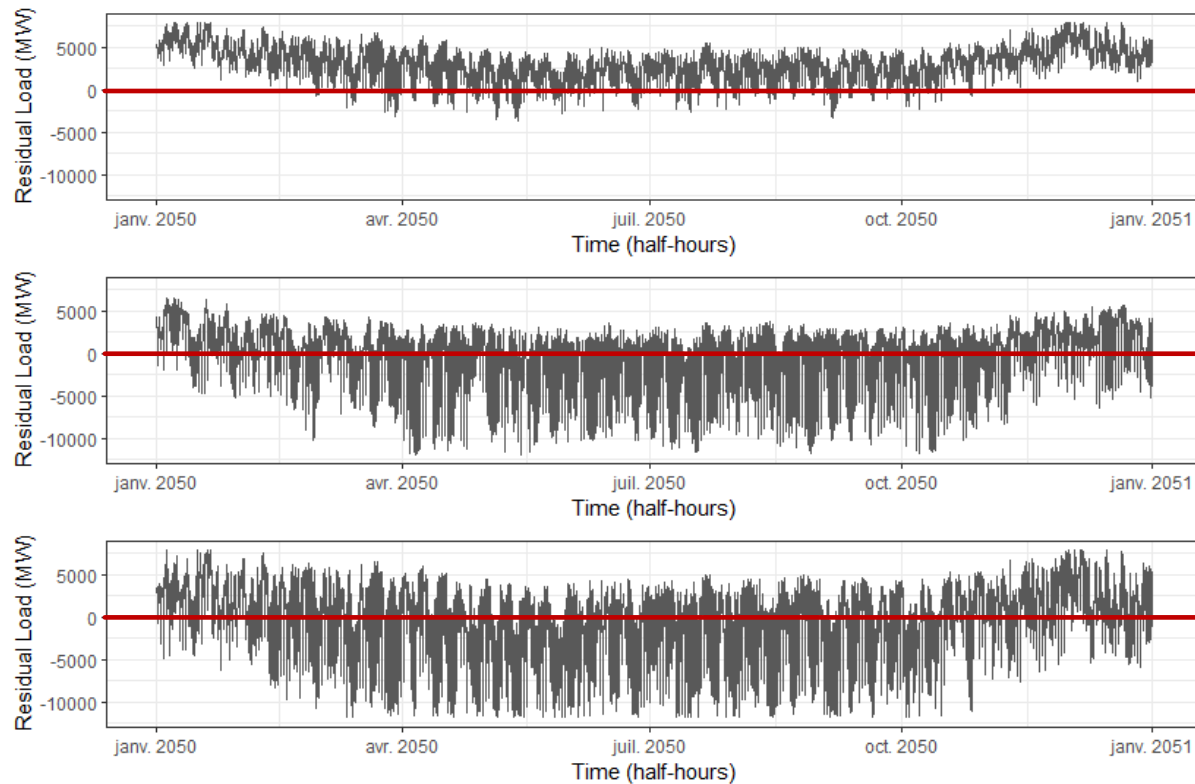
- -7% consommation
- +237% capacité éolienne
- +642% capacité PV
- 3 GW capacité éolienne offshore

■ Scénario *Electrification intensive* :

- Développement rapide des usages de l'électricité : chauffage/climatisation, transport, production d'hydrogène et 50% du potentiel EnRI exploité en 2050

- +39% consommation
- +513% capacité éolienne
- +885% capacité PV
- 5 GW capacité éolienne offshore

RÉALISATION DES SCÉNARIOS DE DEMANDE RÉSIDUELLE

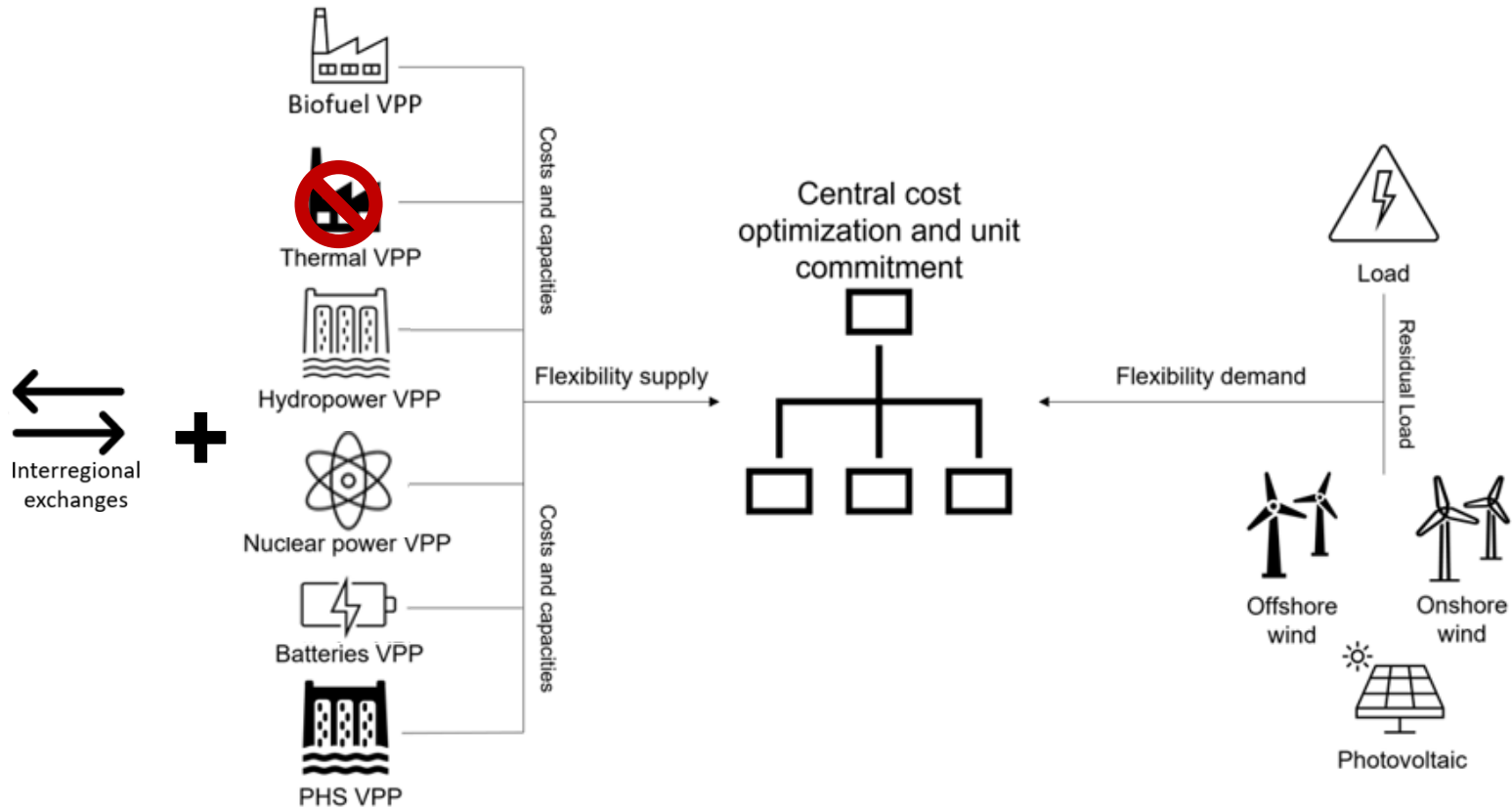


Series	Mean	St. Dev.
Residual Load 2019	3 589	1 125
<i>Business-as-Usual 2050 RL</i>	3 016	2 007
<i>REPOS 2050 RL</i>	-479	3 839
<i>Intensive Electrification 2050 RL</i>	-544	4 689

Statistiques descriptives des séries de Demande Résiduelle dans les trois scénarios proposés

Courbes de Demande Résiduelle semi-horaire pour l'année 2050 dans le scénario BAU (haut), REPOS 2050 (milieu) et EI (bas)

VARIANTES DU MODÈLE *OPTIMIFLEX*



Représentation schématique du modèle Optimiflex

FAISABILITÉ DES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS

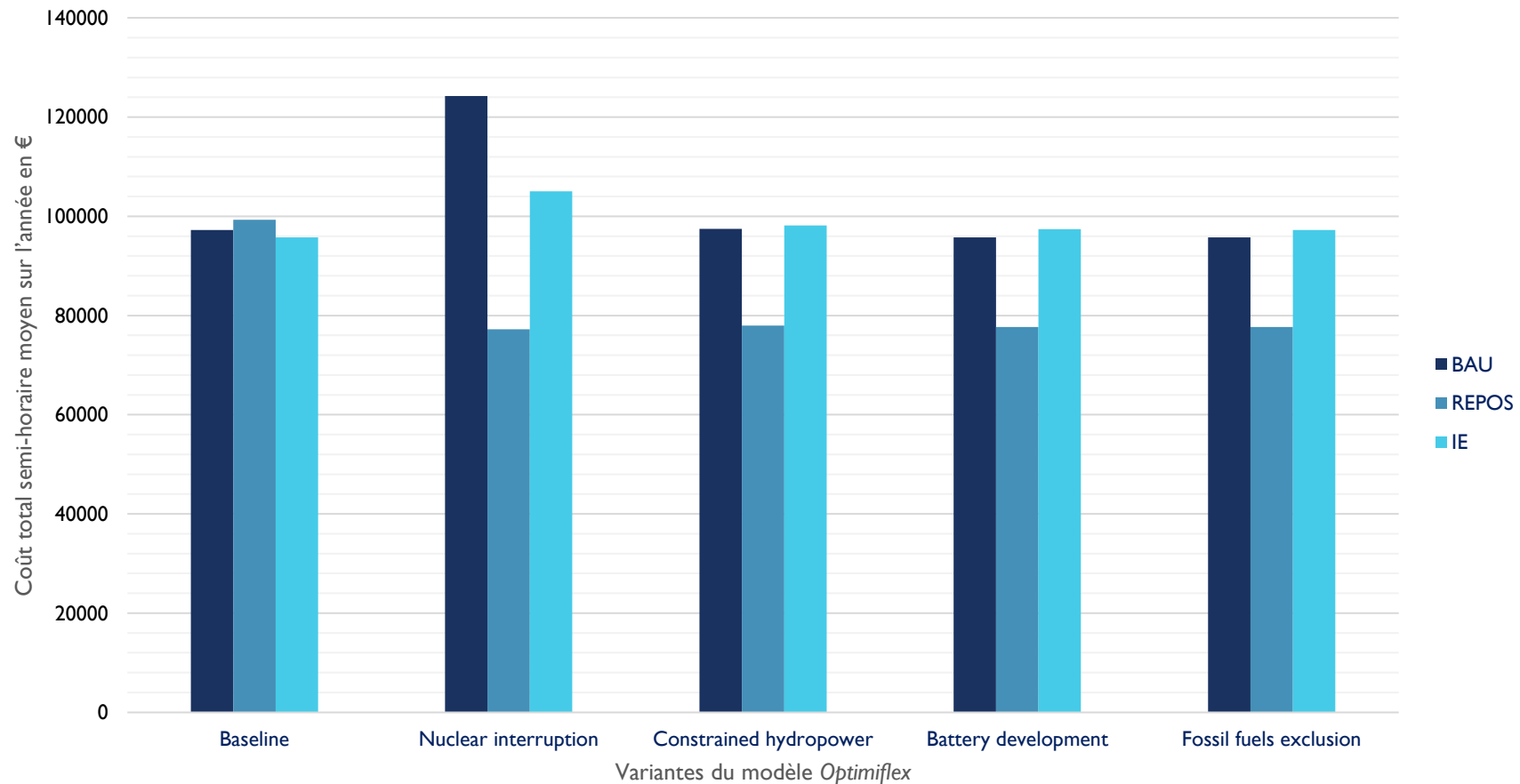
	Référence	Nuclear interruption	Constraint Hydropower	Battery Development	Fossil Fuels Exclusion
<i>Business-as-Usual</i>	0%	0.0002%	0%	0%	0%
REPOS 2050	19.5%	17.4%	21.6%	19.5%	19.5%
<i>Intensive Electrification</i>	21.8%	19.8%	21.8%	21.7%	21.8%

Pourcentages du nombre de périodes (sur 17 520) pendant lesquelles le modèle n'aboutit à aucune solution

UTILISATION DES TECHNOLOGIES DE FLEXIBILITÉ

- Pour tous les scénarios, les technologies de flexibilité les plus utilisées sont :
 - Le nucléaire
 - L'hydraulique de haute chute
 - Les échanges avec les régions adjacentes
- Le stockage par batterie et les centrales à combustibles fossiles ont des rôles interchangeables, du fait de leurs coûts élevés et de leurs capacités limitées

COMPARAISON DES COÛTS TOTAUX MOYENS



ÉLÉMENTS À RETENIR

- La **Demande Résiduelle** permet d'approximer la **demande de flexibilité**.
 - La méthodologie de prévision proposée (CEEMDAN-ConvLSTM-2D) surpasse les méthodologies traditionnelles.
- On propose un **modèle de gestion régionale de l'offre de flexibilité** basé sur la logique de **l'ordre de mérite**.
 - Le coût total cumulé de la flexibilité en Occitanie en 2021 revient aux alentours de 1,3 milliards d'euros.
- Les **scénarios énergétiques ambitieux** nécessitent **d'importants investissements en capacités de flexibilité**.
 - Le coût de la flexibilité doit être inclut dans les scénarios de prospective énergétique.

PERSPECTIVES DE RECHERCHE

- Inclure des connaissances d'experts dans la méthodologie de prévision pour pouvoir anticiper d'éventuels chocs sur la production ou la consommation d'électricité (ex : changements de régulation ou technologiques)
- Spatialiser la production EnRI et temporaliser les demandes associées à divers développement (ex : consommation des véhicules électriques)
- Développer le modèle *Optimiflex* pour y inclure la gestion de la demande. Cela peut passer par le développement de plateformes *Peer-to-Peer* au sein desquelles les acteurs peuvent proposer d'effacer leur consommation contre rémunération.
- Développer d'autres scénarios pour 2050 : changements de comportement des consommateurs, baisse rapide des coûts du *Power-to-Gas*... Et calculer l'impact en termes d'émissions de CO2 des différents scénarios.
- Interconnecter et modéliser les interactions entre les différentes régions françaises, en investiguant la répliquabilité du modèle régional proposé dans la thèse



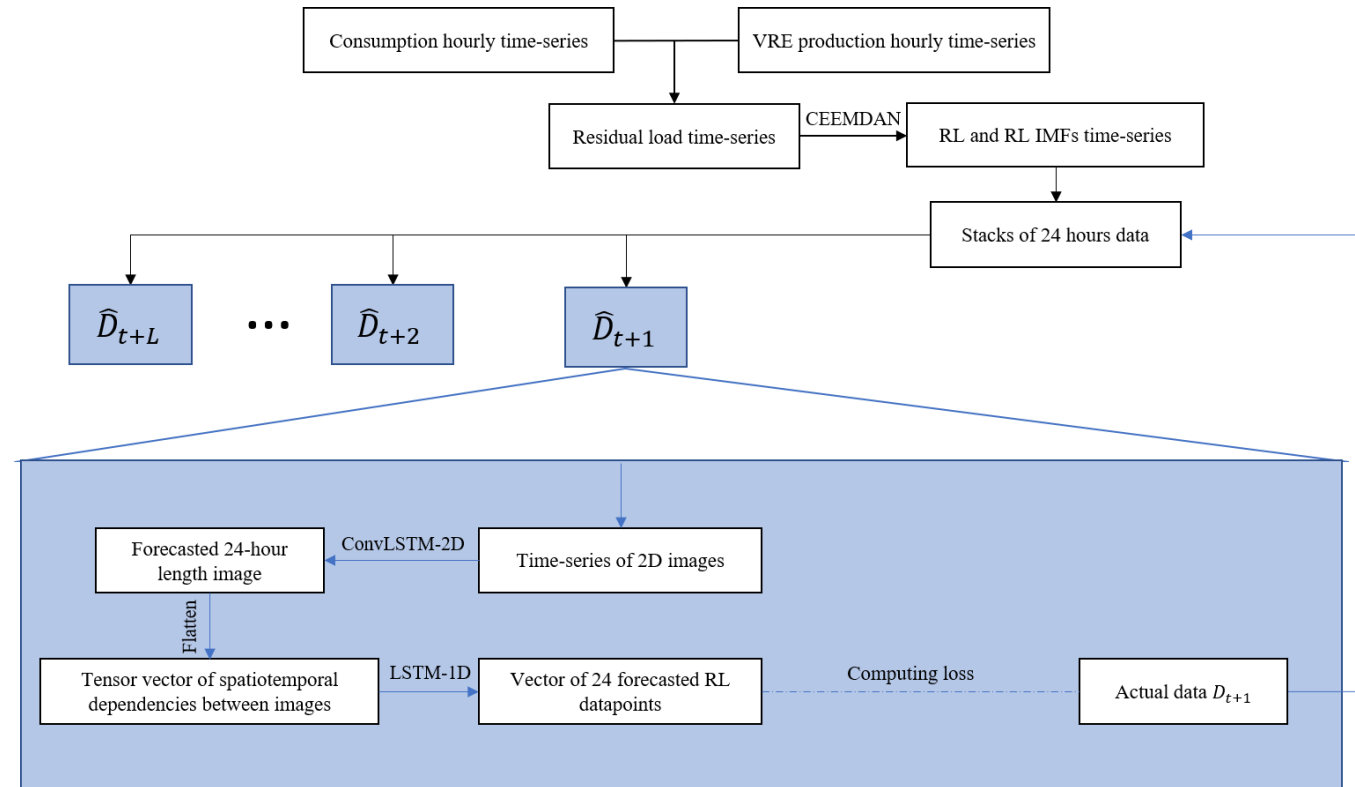
Merci de votre attention.

DEMANDE RÉSIDUELLE HISTORIQUE

Time-series	Unit	Length	Min.	Max.	Mean	Median	Std. Dev.
Consumption	MW	61 322	2 167	8 488	4 286.86	4 099	1 045.98
Wind production	MW	61 322	0	1 331	316.08	264	257.30
PV production	MW	61 322	0	1 568	205.86	2	314.79
Residual Load	MW	61 322	612	8 196	3 764.93	3 553	1 079.45

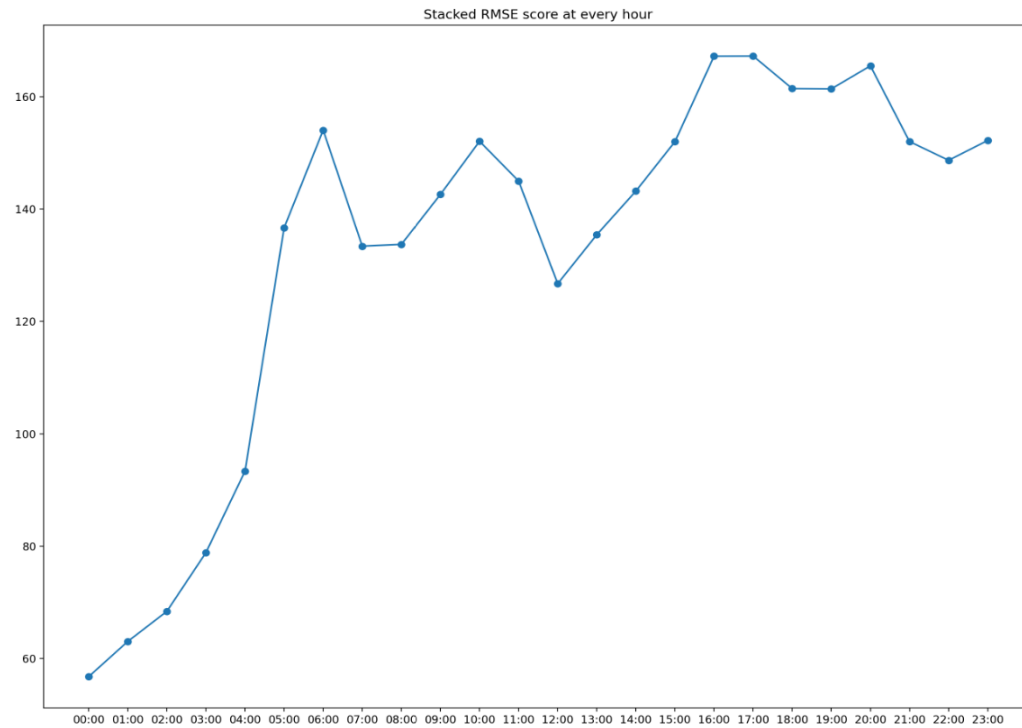
Statistiques descriptives de la demande résiduelle Occitane entre 2013 et 2019

MÉTHODOLOGIE CEEMDAN-CONVLSTM-2D

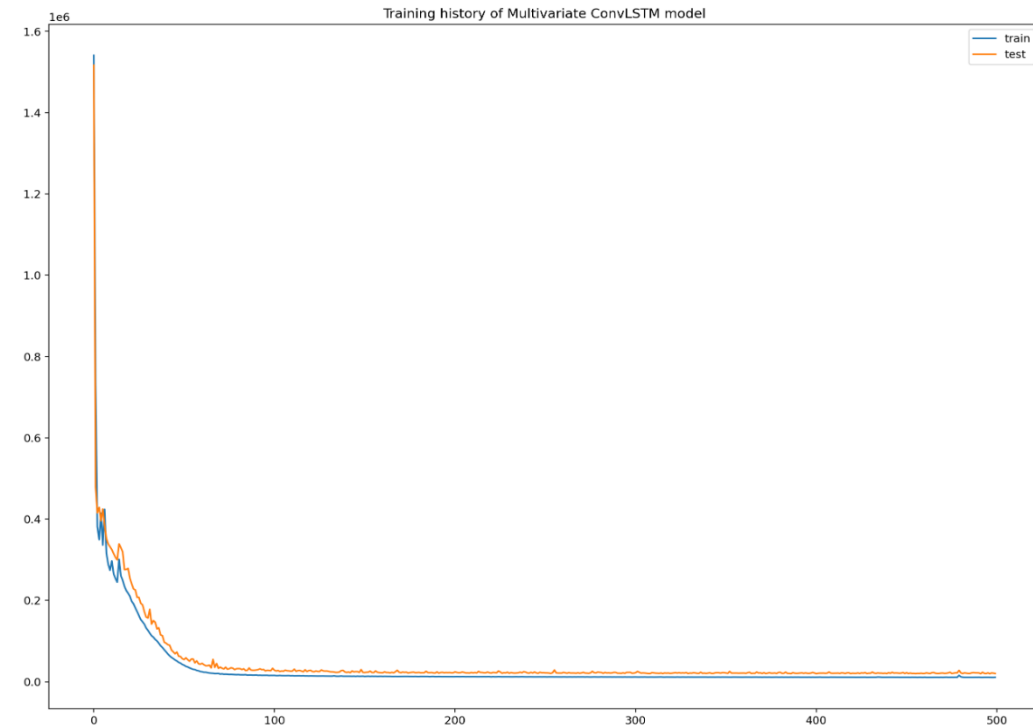


Étapes de la méthodologie de prévision CEEMDAN-ConvLSTM-2D

MÉTRIQUES DE PRÉVISION



RMSE horaire moyenne de toutes les journées prédites de Demande Résiduelle de 2019 en Occitanie avec la méthodologie CEEMDAN-ConvLSTM-2D



Courbes d'apprentissage (i.e., RMSE en fonction du nombre d'époques d'entraînement) du modèle ConvLSTM-2D

EQUATIONS DES UNITÉS LSTM

LSTM unit equations :

$$f_t = \sigma(W_{f,x}x_t + W_{f,h}h_{t-1} + W_{f,c} \circ C_{t-1} + b_f)$$

$$i_t = \sigma(W_{i,x}x_t + W_{i,h}h_{t-1} + W_{i,c} \circ C_{t-1} + b_i)$$

$$\tilde{C}_t = \tanh(W_{c,x}x_t + W_{c,h} \circ h_{t-1} + b_i)$$

$$C_t = f_t \circ C_{t-1} + i_t \circ \tilde{C}_t$$

$$o_t = \sigma(W_{o,x}x_t + W_{o,h}h_{t-1} + W_{o,c} \circ C_t + b_o)$$

$$h_t = o_t \circ \tanh(C_t)$$

With:

- f_t the forget gate activation values
- x_t values of data at time t
- $W_{f,x}$ values of the weights vector connecting the input and the hidden layer
- h_t the output values of the hidden layer
- $W_{f,h}$ values of the weights vector connecting the hidden layers
- C_t the memory cell state
- $W_{f,c}$ the values of the weights vector connecting neurons inside the memory cell
- b_f the value of forget gate bias vector
- i_t the input gate activation values
- b_i the value of the input gate bias vector
- o_t the output gate activation values
- b_o the value of the output gate bias vector
- σ a sigmoid activation function
- \tanh a hyperbolic tangent activation function

LSTM units equations. (Source : [Graves A. ; 2014])