

CONCEPTION OPTIMALE D'UNE CENTRALE ÉLECTRIQUE VIRTUELLE INTÉGRANT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



Présenté par
Van Giang TRAN

Directeurs de thèse
Monique POLIT & Stéphane GRIEU

Rapporteurs
Gilles ROUX & Quoc Tuan TRAN

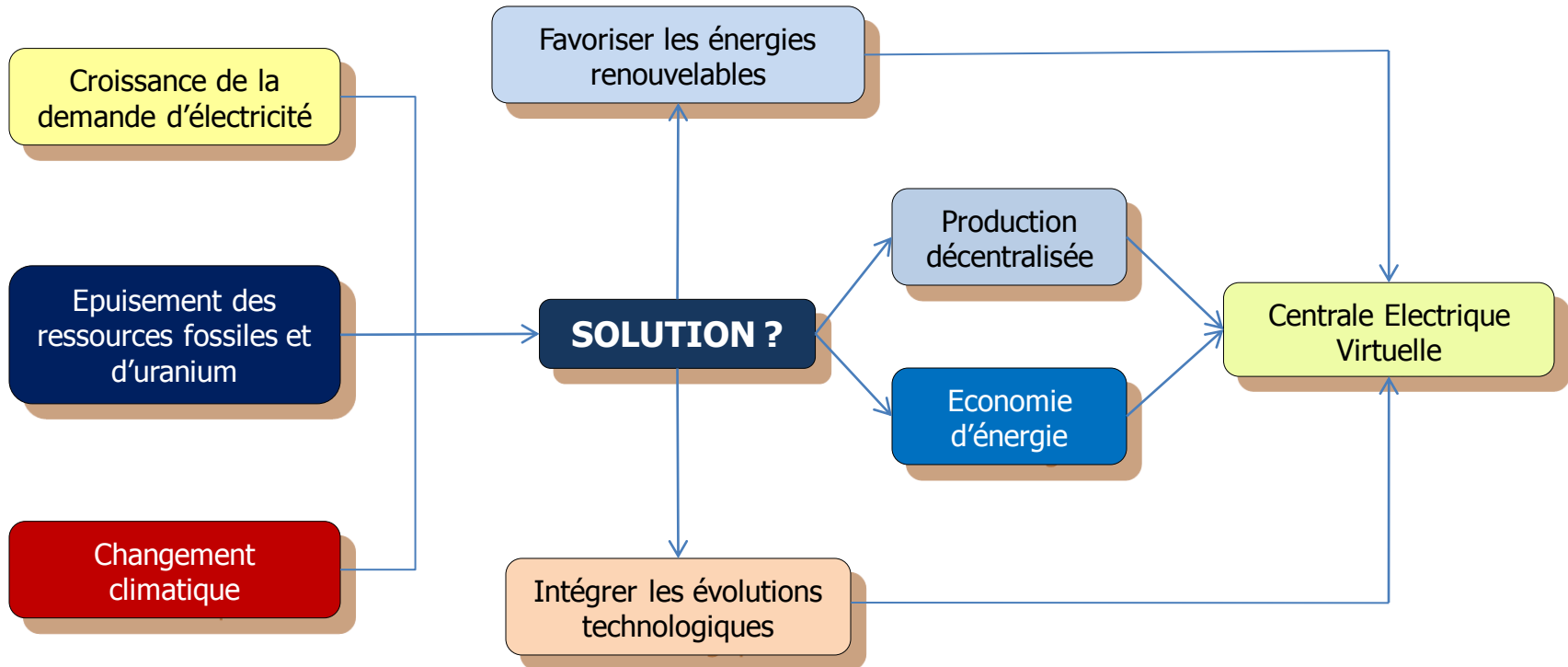
Examineurs
M.E.H. BENBOUZID & Thierry TALBERT



Perpignan, le 30 Septembre 2010

Objectif de la thèse

Pourquoi développer une centrale électrique virtuelle ?



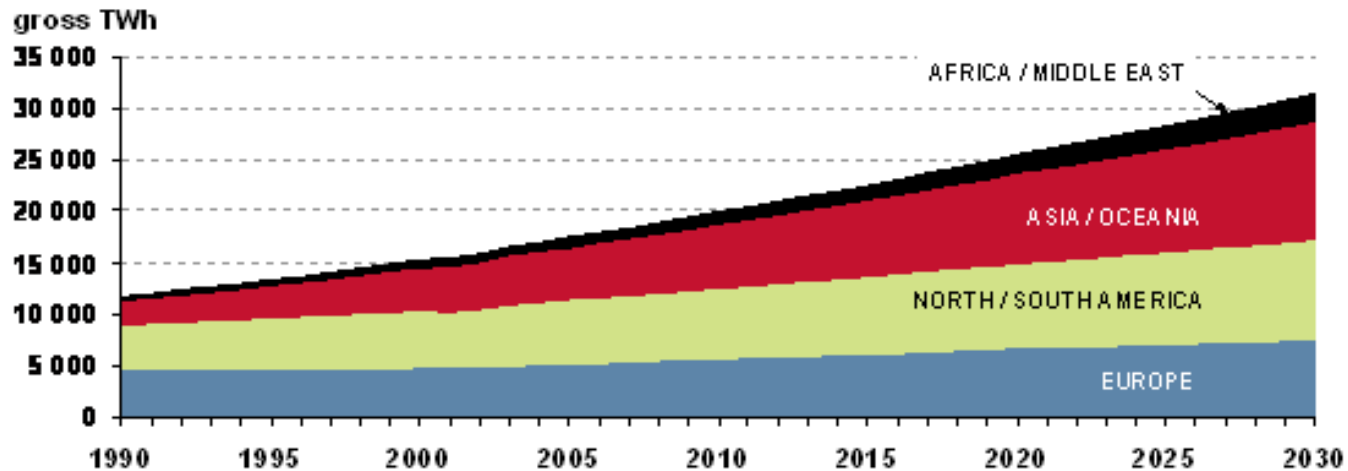
PLAN DE LA PRESENTATION

- ① Contexte**
- ② Les centrales électriques virtuelles dans le monde**
- ③ Modèle de la CEVPM**
- ④ Prév́ision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents**
- ⑤ Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité**
- ⑥ Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité**
- ⑦ Conclusion et perspectives**
- ⑧ Production scientifique**

1. Contexte

Contexte énergétique lié à la production et à la consommation d'électricité

□ Dans le monde : consommation électrique [TWh] et réserves énergétiques primaires fossiles (base 2004) [Gtep]

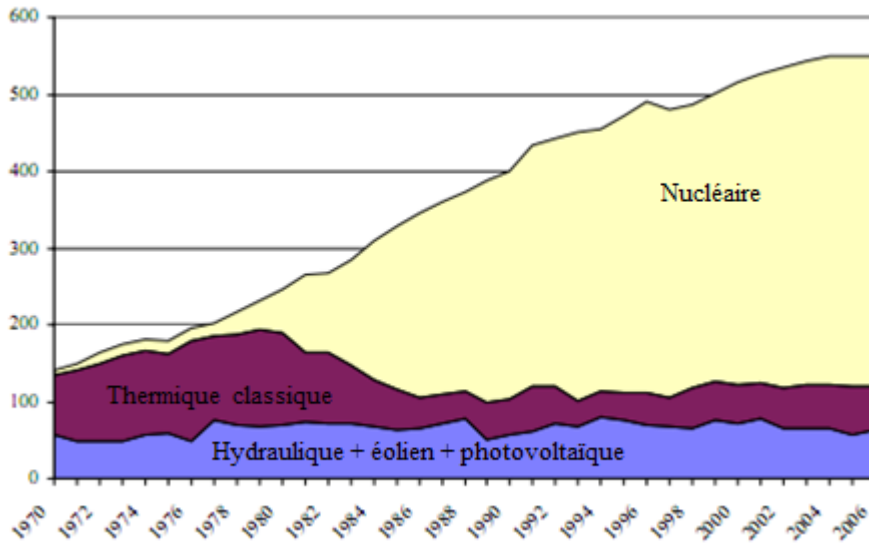


	Réserves mondiales prouvées (Gtep)	Consommation annuelle (Gtep)	Durée (au rythme actuel de la consommation) (années)	Remarques
PETROLE	≈ 140	3,9	≈ 40 ans	80% des réserves dans les pays de l'OPEP
GAZ NATUREL	≈ 160	2,4	≈ 60 ans	
CHARBON	≈ 600	2,8	≈ 200 ans	

1. Contexte

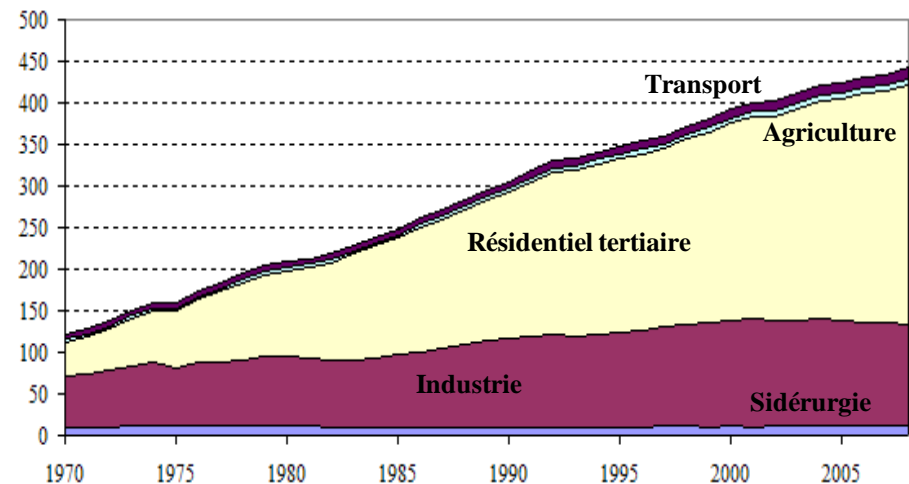
Contexte énergétique lié à la production et à la consommation d'électricité

En France : production et consommation d'électricité [TWh]



Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur (1970-2007) [TWh]

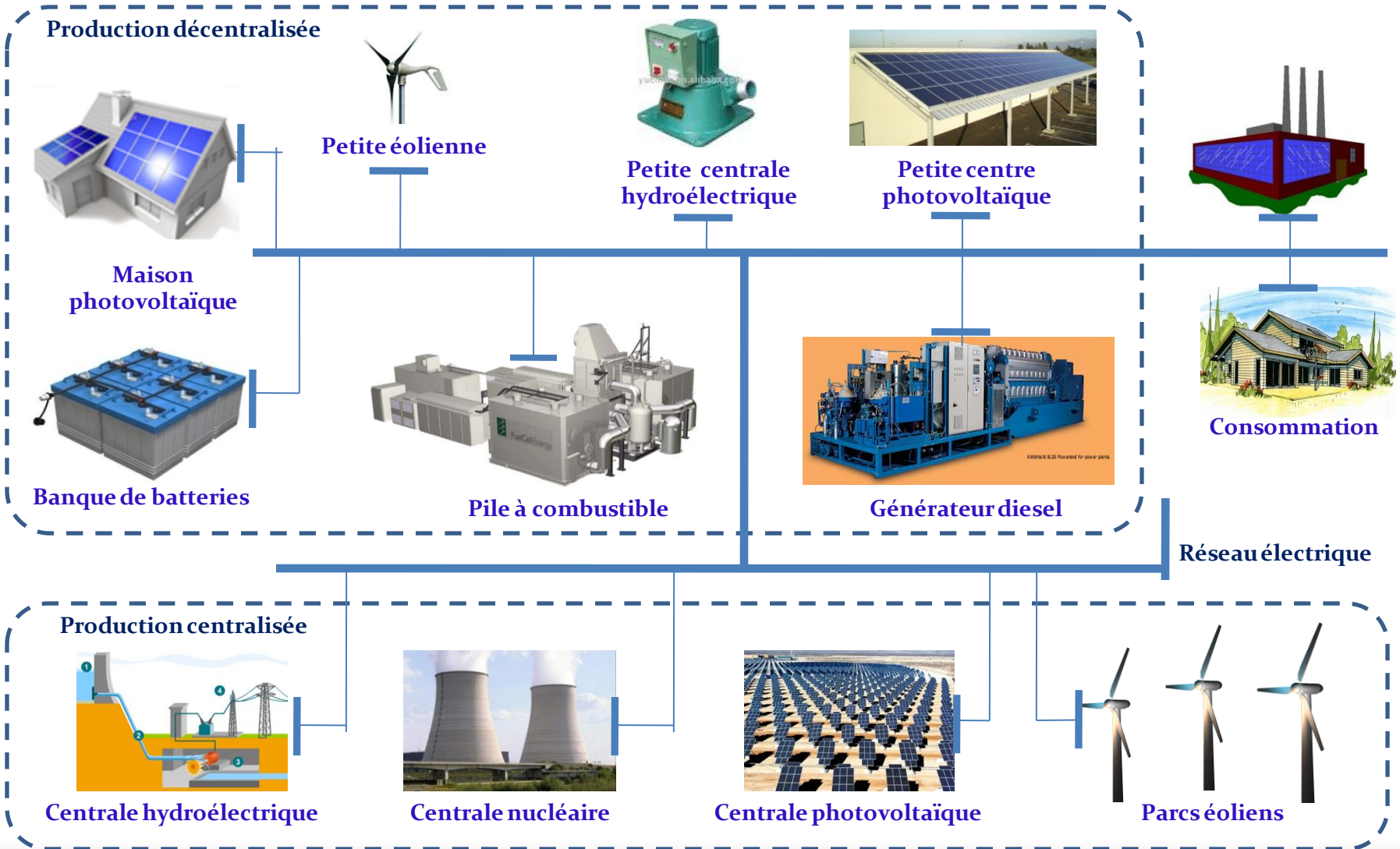
Evolution de la production nette d'électricité par filière (1970-2007) [TWh]



Source : developpement-durable.gouv.fr

1. Contexte

Production d'électricité centralisée et décentralisée



PLAN DE LA PRESENTATION

- ① **Contexte**
- ② **Les centrales électriques virtuelles dans le monde**
- ③ **Modèle de la CEVPM**
- ④ **Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents**
- ⑤ **Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité**
- ⑥ **Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité**
- ⑦ **Conclusion et perspectives**
- ⑧ **Production scientifique**

2. Les Centrales Électriques Virtuelles dans le monde (CEV)

Encorp (USA)

- CEV par réseau de communication
- Unité de commande à distance

Région du Harz (Allemagne)

- Gestion électrique par téléphone, radio et internet
- Implantation d'ici une vingtaine d'année

Université de Kassel (Allemagne)

- CEV sur Internet
- Gestion par centre opérationnel

Enercon GmbH, Biogas AG et Solarworld AG (Allemagne)

- Centrale électrique combinée
- Objectif : 100 % énergie renouvelable

Université de Groningen (Pays-Bas)

- Gestion des ressources énergétiques
- Diminuer les émissions de CO₂
- Gestion informatique

Power Auction

- Vente aux enchères d'électricité (depuis 2000)
- Utilisé par EDF (France), Electrabel (Belgique), Endesa-Iberdrola (Espagne), Nuon (Pays-Bas), RWE et E.ON (Allemagne), Elsam (Danemark), REN et EDP (Portugal)

PLAN DE LA PRESENTATION

- ① **Contexte**
- ② **Les centrales électriques virtuelles dans le monde**
- ③ **Modèle de la CEVPM**
- ④ **Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents**
- ⑤ **Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité**
- ⑥ **Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité**
- ⑦ **Conclusion et perspectives**
- ⑧ **Production scientifique**

3. Modèle de la CEVPM

Politique énergétique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée

- **Panorama :**

- 24 communes de la plaine du Roussillon
- Plus de 200 000 habitants
- Consommation d'électricité : 436 000 MWh/an

- **Grenelle 2015 :**

- 40 éoliennes (310 000 MWh/an)
- Centrales solaires : 100ha (42 000 MWh/an)
- Panneaux solaires : 48 000 MWh/an
- Centrales chaleur : 39 000 MWh/an

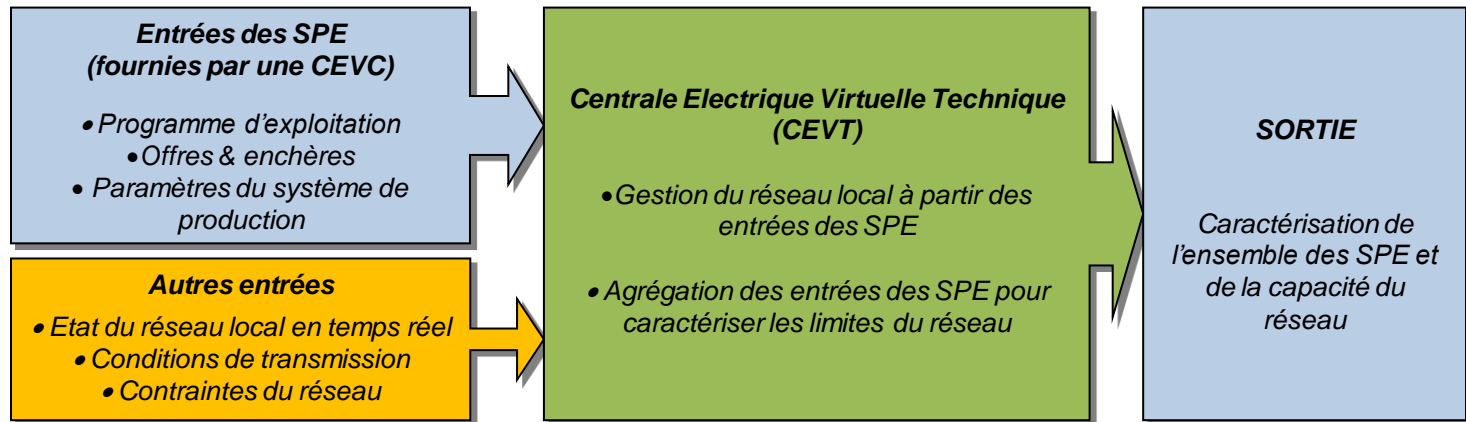


La communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée

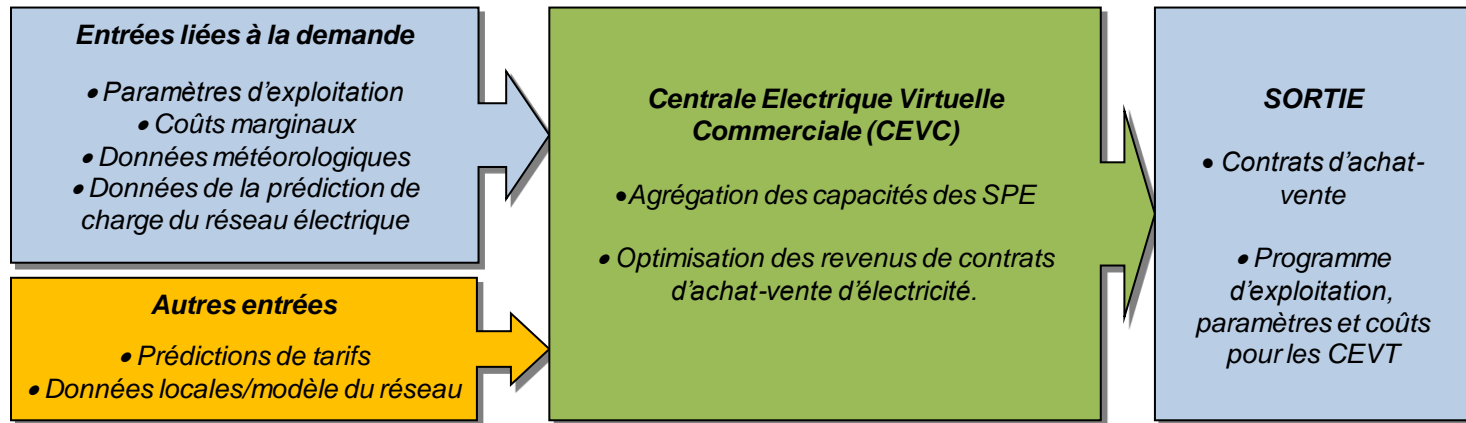
Source: grenelle2015.fr, perpignanmediterranee.com

3. Modèle de la CEVPM

Les centrales électriques virtuelles techniques et commerciales



Centrale électrique virtuelle technique

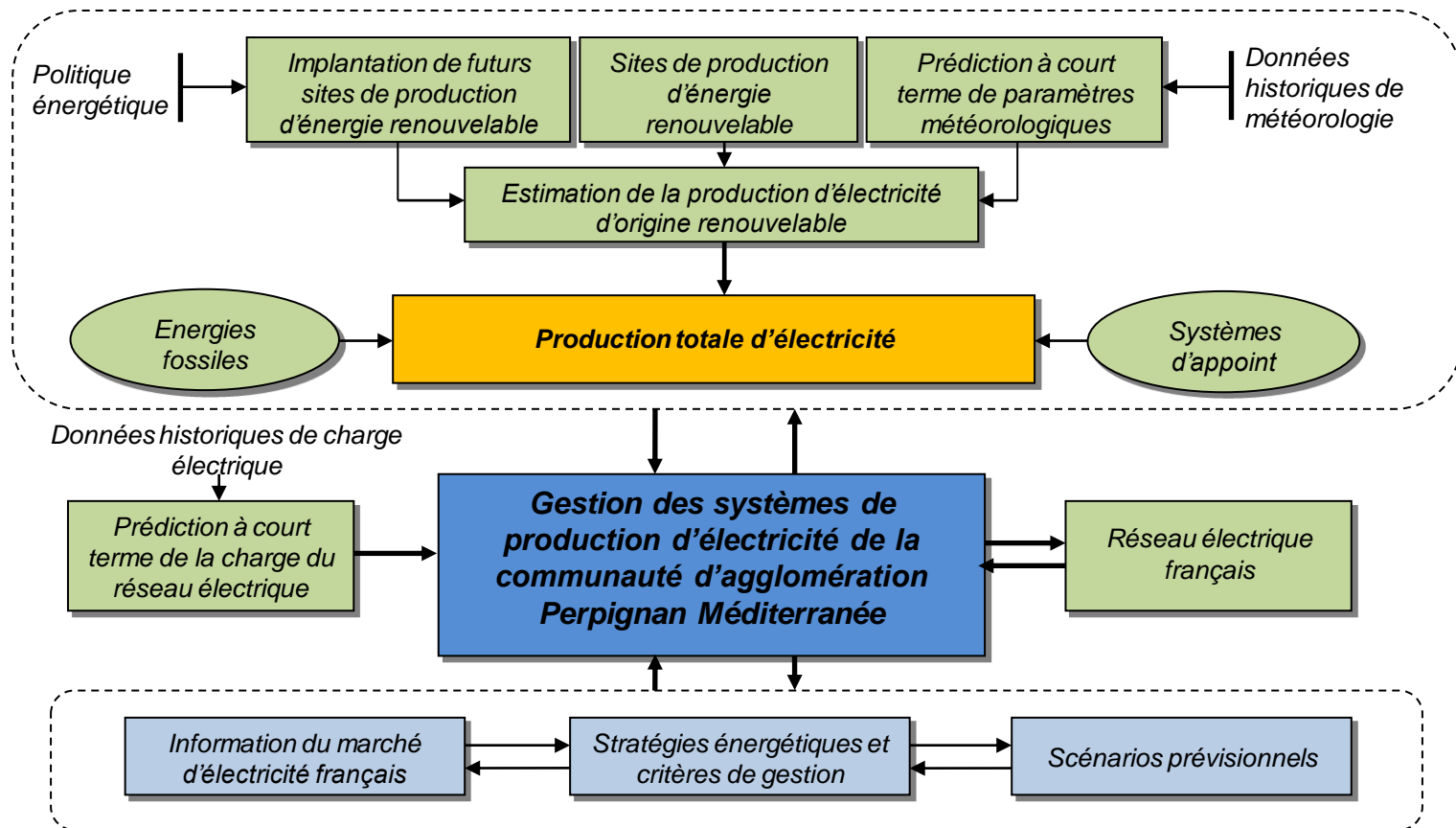


Centrale électrique virtuelle commerciale

SPE : Systèmes de Production d'Electricité (source : Fenix-Project.org)

3. Modèle de la CEVPM

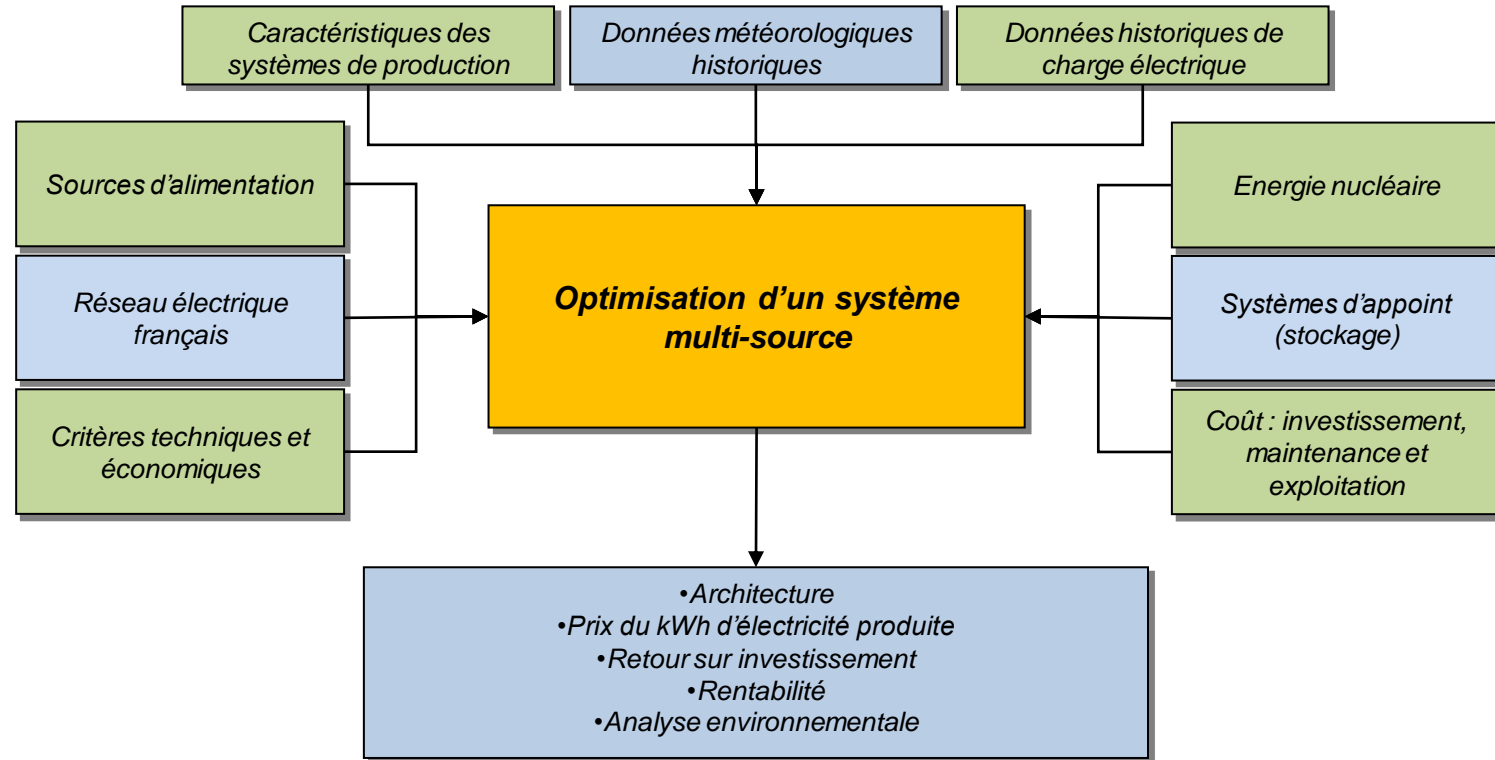
La CEVPM pour la gestion des systèmes de production d'électricité



Structure de l'outil proposé

3. Modèle de la CEVPM

Module de dimensionnement des systèmes multi-sources de production d'énergie



Structure du module de dimensionnement d'un système de production d'énergie

PLAN DE LA PRESENTATION

- ① **Contexte**
- ② **Les centrales électriques virtuelles dans le monde**
- ③ **Modèle de la CEVPM**
- ④ **Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents**
- ⑤ **Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité**
- ⑥ **Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité**
- ⑦ **Conclusion et perspectives**
- ⑧ **Production scientifique**

4. Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Approche proposée

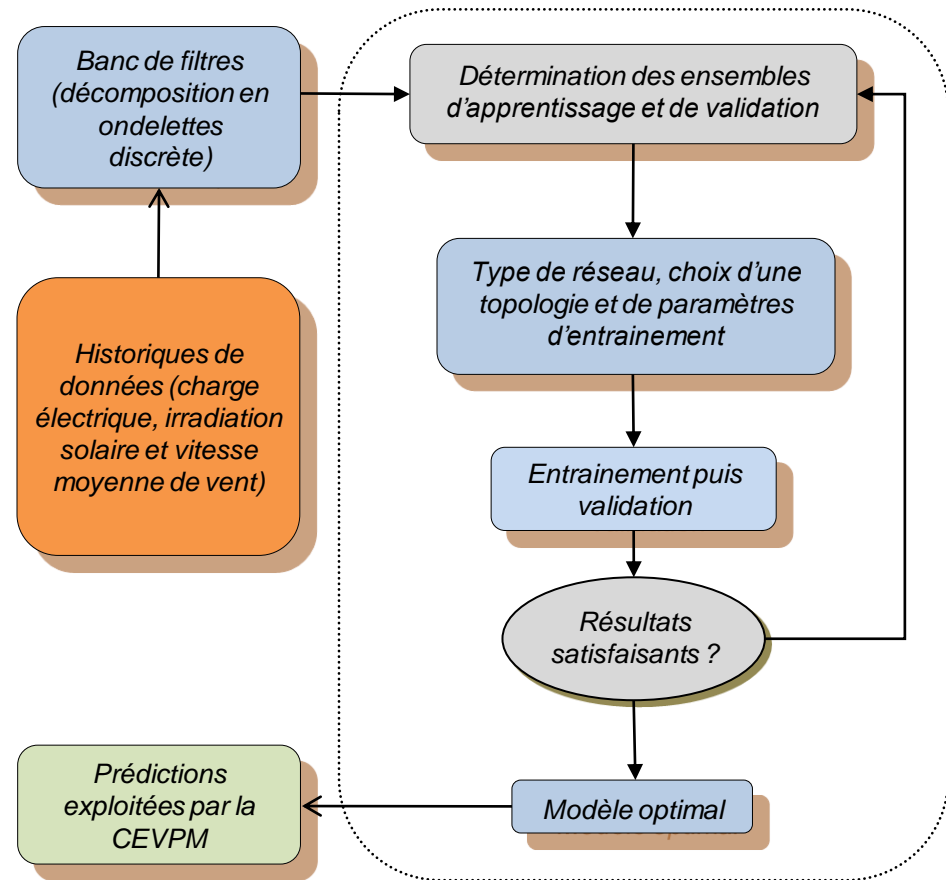
Réseaux de neurones utilisés :

- Perceptron multicouche (PMC)
- Réseau récurrent d'Elman (ERN)
- Réseau de Kohonen (KSOM)
- Réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade (CCN)

Décomposition en ondelettes (DO)

et réseaux de neurones:

- DO-PMC
- DO-ERN
- DO-KSOM
- DO-CCN



Algorithme de développement des modules de prédiction

4. Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Pourquoi utiliser les réseaux de neurones et une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète ?

Caractéristiques des réseaux de neurones artificiels :

- Traitement parallèle de l'information
- Capacité à apprendre de leur environnement
- Amélioration de leurs performances grâce à une phase d'apprentissage numérique
- Grande capacité de généralisation

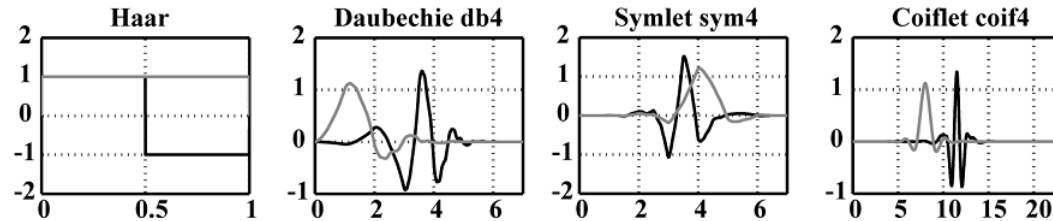
Caractéristiques de l'analyse multi-résolution par transformé en ondelettes discrète :

- Etude fréquentielle d'un signal avec préservation de ses caractéristiques temporelles
- Séparation des composantes basse (approximations) et haute (détails) fréquence d'un signal
- Reconstruction d'un signal par simple somme des coefficients d'ondelettes

Substituer à la prédiction d'un signal de variabilité importante la prédiction des coefficients de sa décomposition en ondelettes dont la variabilité est plus faible

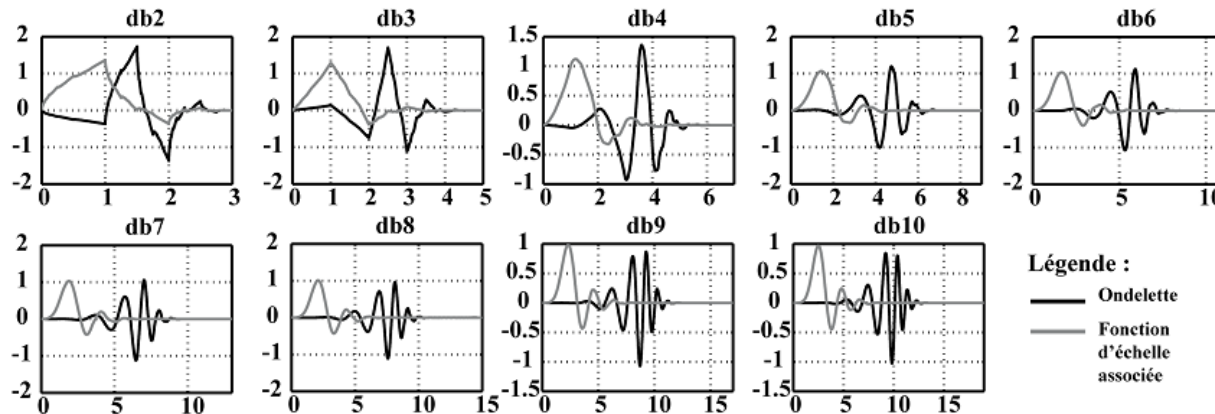
4. Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Décomposition des données par transformée en ondelettes



Légende : — Ondelette — Fonction d'échelle associée

Différentes familles d'ondelettes et leur fonction d'échelle associée



Légende : — Ondelette
— Fonction d'échelle associée

Les fonctions d'ondelettes de Daubechies

4. Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

La transformée en ondelettes continue

Décomposition d'un signal $x(t)$ en un ensemble de fonctions élémentaires, les ondelettes $\Psi_{a,b}(t)$:

$$\Psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{|a|}} \Psi\left(\frac{t-b}{a}\right), \quad a, b \in \mathbb{R}; \quad a \neq 0$$

Obtention de coefficients $C_{a,b}$ par dilatation et translation d'une fonction appelée ondelette mère $\Psi(t)$. Ψ^* est le complexe conjugué de Ψ :

$$C_{a,b} = \frac{1}{\sqrt{|a|}} \int_{-\infty}^{+\infty} x(t) \cdot \Psi^*\left(\frac{t-b}{a}\right) dt$$

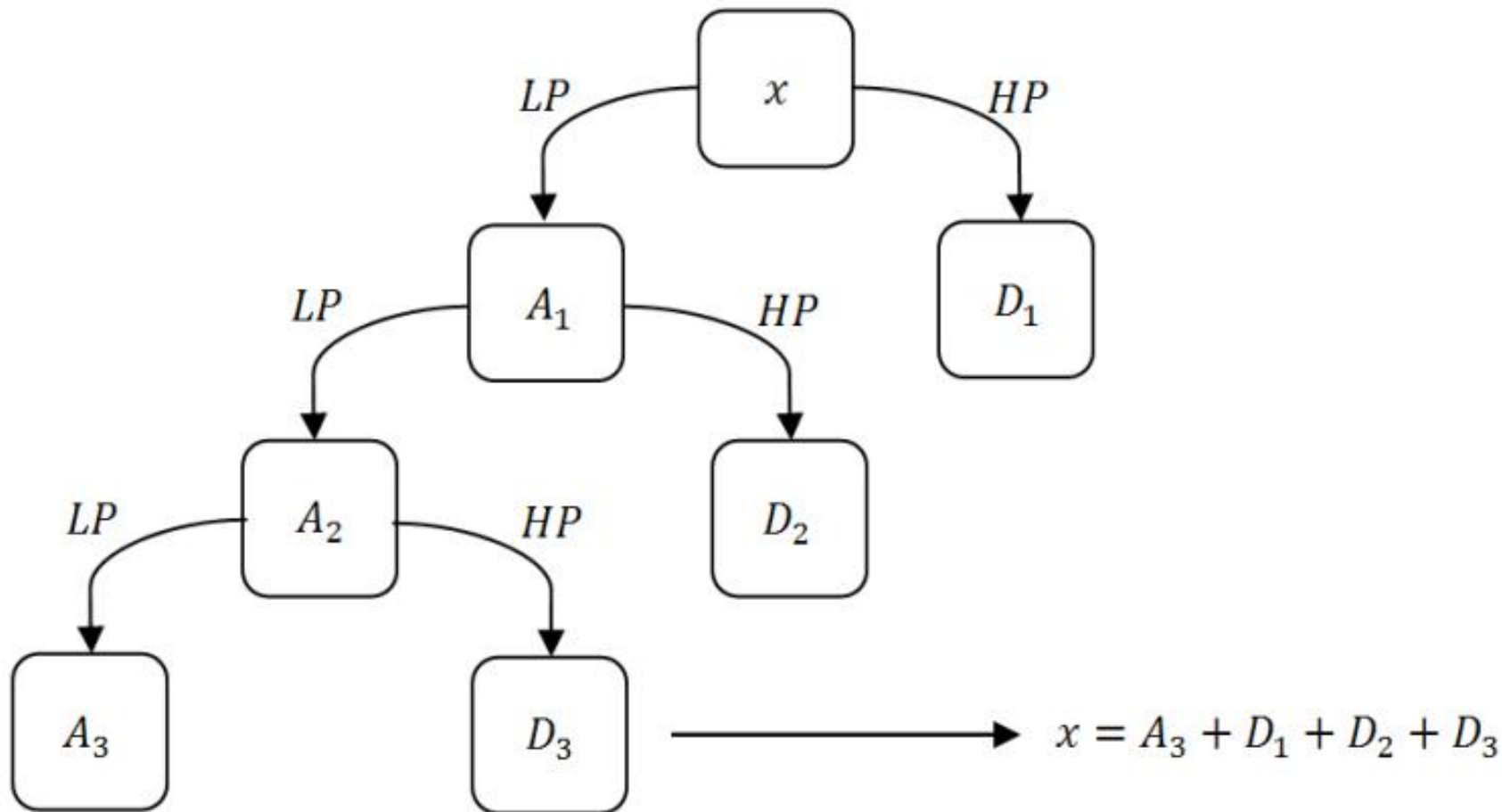
Reconstruction du signal $x(t)$ à partir de la relation :

$$x(t) = \frac{1}{C_v} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} C_{a,b} \cdot \Psi_{a,b}(t) \frac{da db}{a^2}$$

Sources : J.C. Pesquet et al. 1996, A. Mellit et al. 2006, S. Osowski et K. Garanty 2007

4. Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

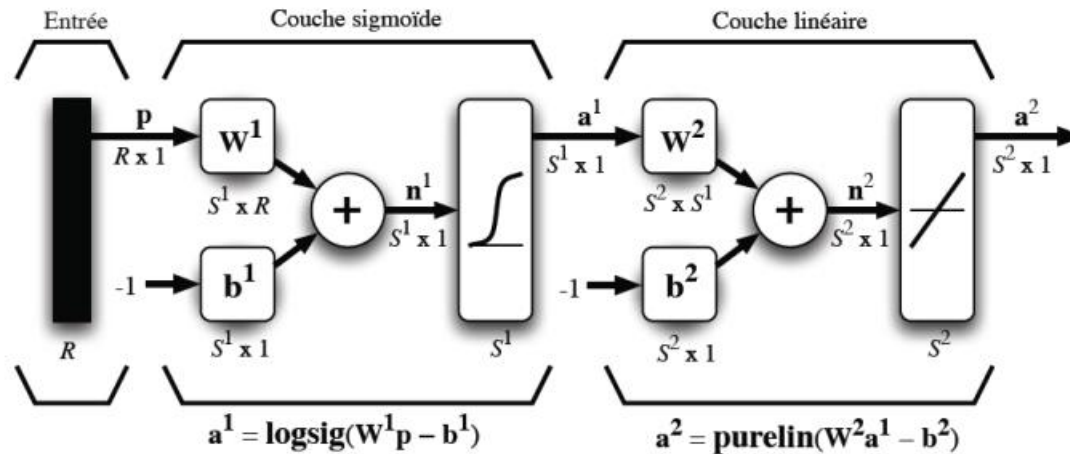
Banc de filtres



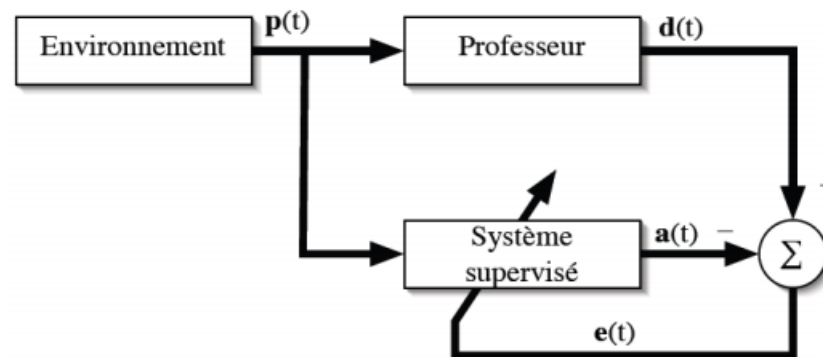
Sources : Mallat 1989, Daubechies 1988, S. Osowski et K. Garanty 2007

4. Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Réseau de neurones : le Perceptron multicouche



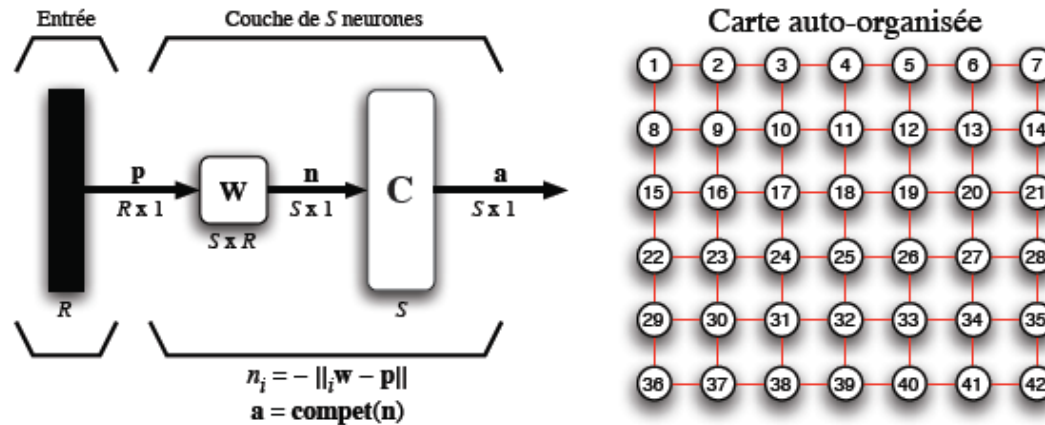
Représentation matricielle du réseau



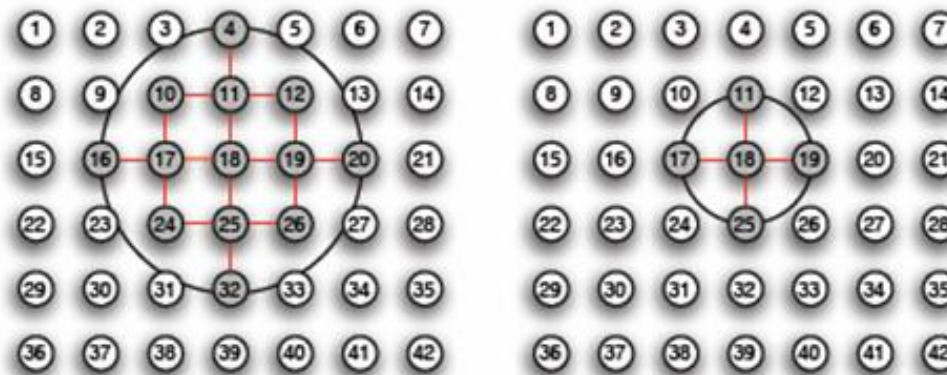
Apprentissage supervisé d'un Perceptron multicouche

4. Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Réseau de neurones : les cartes auto-organisées de Kohonen



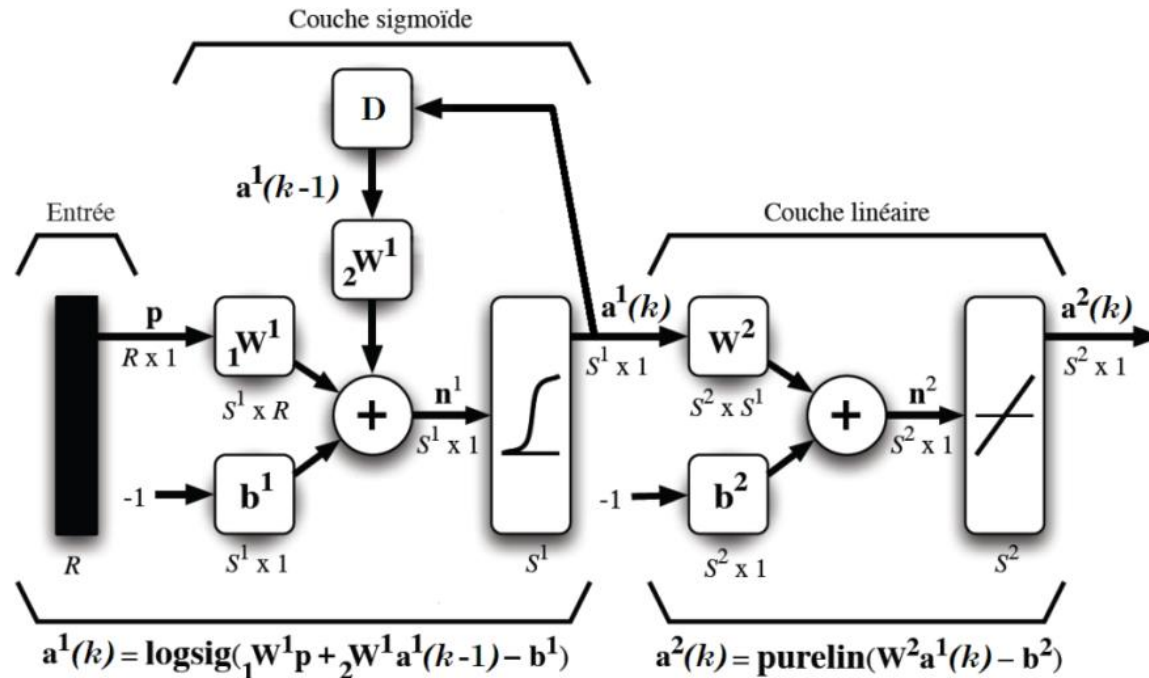
Représentation matricielle du réseau et grille de sortie



Notion de voisinage pour les neurones de sortie du réseau (voisinage du neurone 18)

4. Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Réseau de neurones : le réseau récurrent d'Elman



Représentation matricielle du réseau récurrent d'Elman

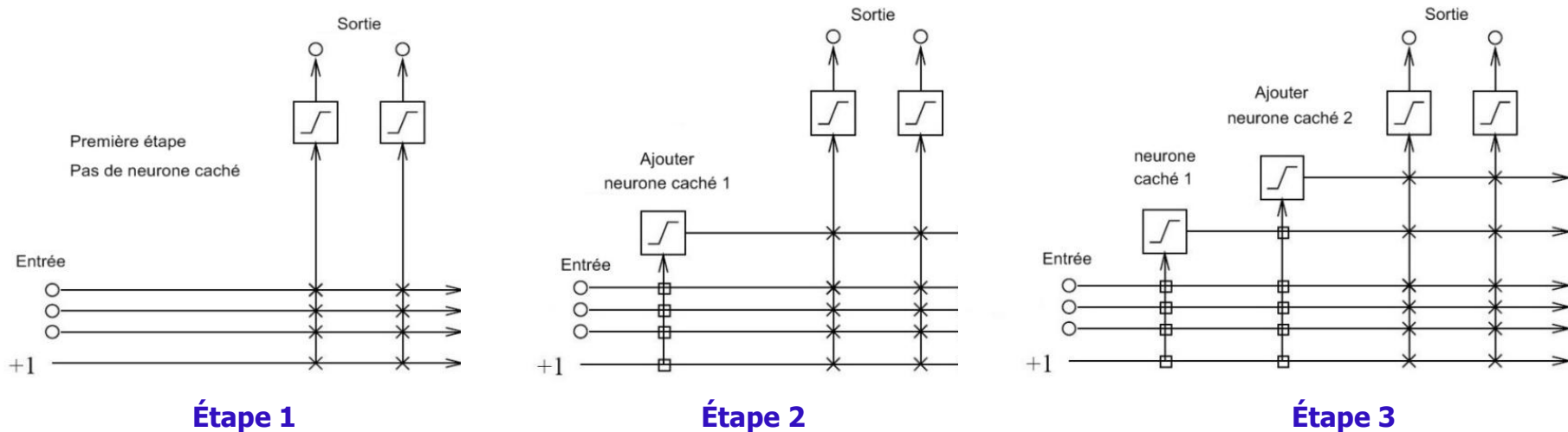
La connexion récurrente retardée, de la couche cachée vers la couche d'entrée, permet au réseau de comprendre les évolutions temporelles d'un système donné et ainsi de générer des modèles dynamiques

4. Préviation de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Réseau de neurones : réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade

Particularités

- Réseau multicouche dont la topologie n'est pas définie a priori
- Ajout automatique de neurones cachés, progressivement entraînés, jusqu'à l'obtention de la topologie optimale : favorise l'apprentissage
- Peut souffrir de sur-apprentissage, ce qui réduit sa capacité de généralisation, en cas de données fortement bruitées

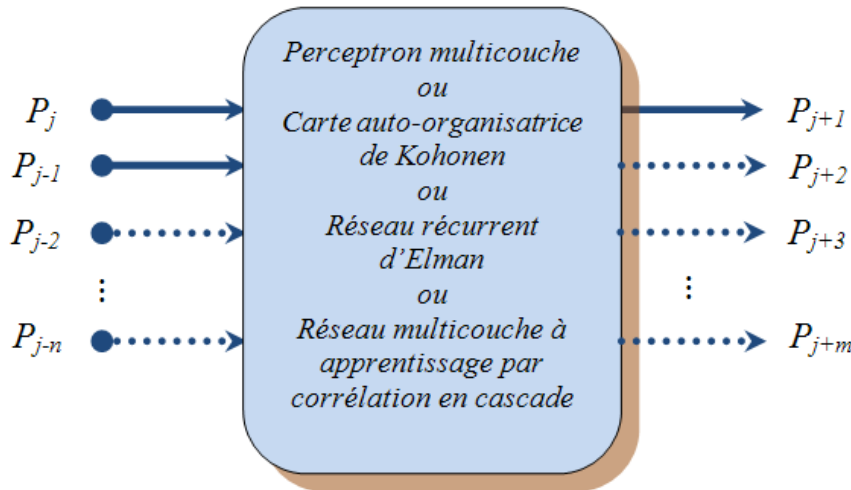


Algorithme d'apprentissage par corrélation en cascade

4. Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

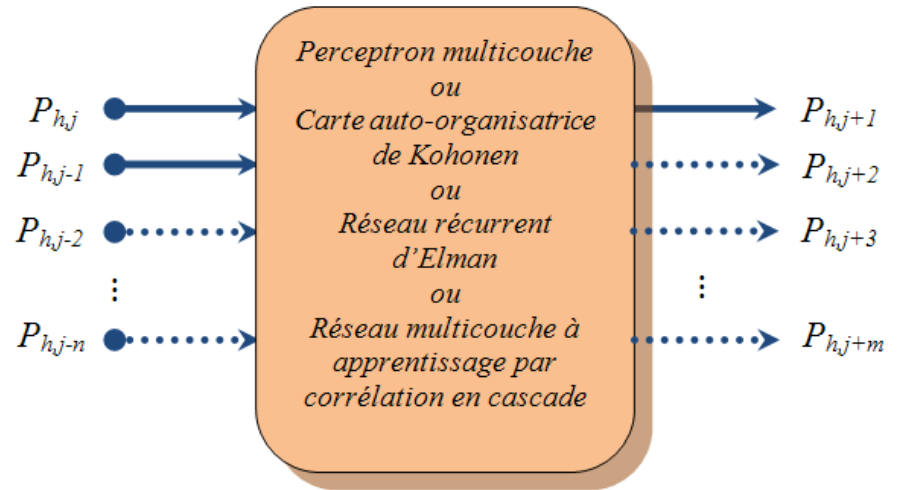
Méthodologie pour la prédiction à court terme de séries temporelles

• Prédiction à pas de temps journalier



Estimation directe des valeurs à prédire
 $P_{j+1}, P_{j+2}, P_{j+3}, \dots, P_{j+m}$ avec $m \in \mathbb{N}$

• Prédiction à pas de temps horaire

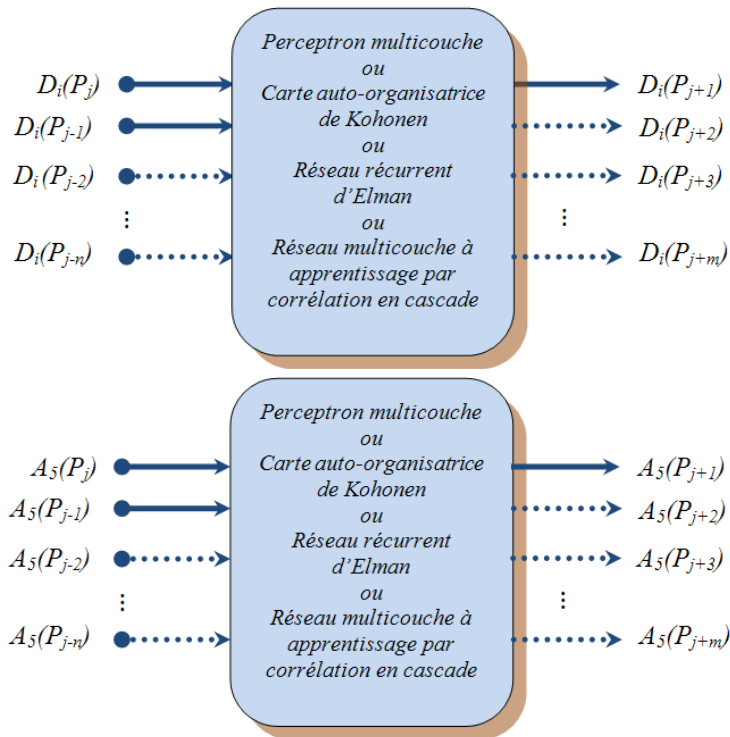


Estimation directe des valeurs à prédire $P_{h,j+1}$
 $P_{h,j+2}, P_{h,j+3}, \dots, P_{h,j+m}$ avec $h = 1, \dots, 24$ et $m, n \in \mathbb{N}$

4. Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

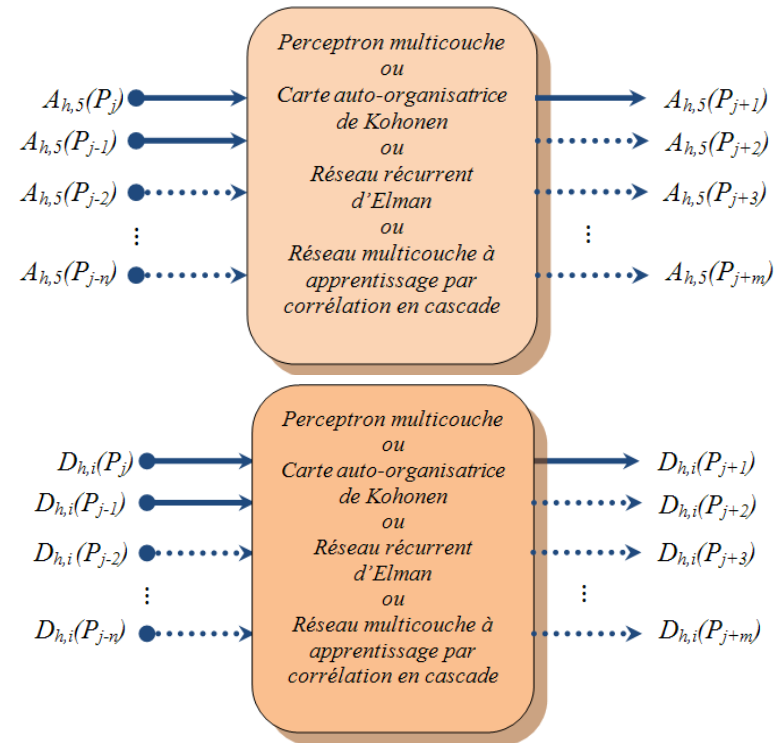
Méthodologie pour la prédiction à court terme de séries temporelles

• Prédiction à pas de temps journalier



Estimation des coefficients d'ondelettes $D_i(P_{j+1})$, $D_i(P_{j+2})$, $D_i(P_{j+3})$, ..., $D_i(P_{j+m})$ et $A_5(P_{j+1})$, $A_5(P_{j+2})$, $A_5(P_{j+3})$, ..., $A_5(P_{j+m})$ des valeurs à prédire P_{j+1} , P_{j+2} , P_{j+3} , ..., P_{j+m} avec $i = 1, 2, \dots, 5$ et $m \in \mathbb{N}$

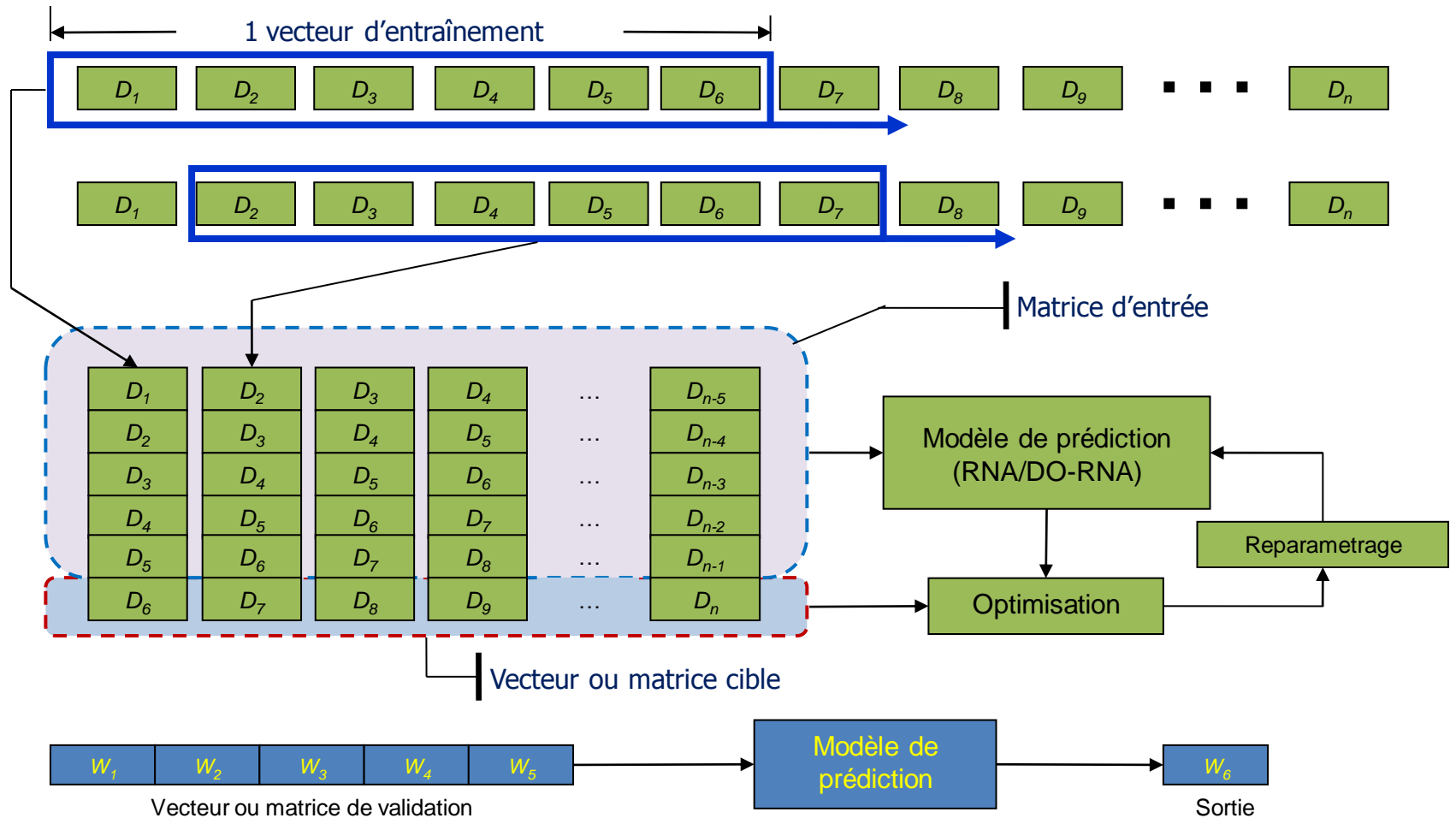
• Prédiction à pas de temps horaire



Estimation des coefficients d'ondelettes $D_{h,i}(P_{j+1})$, $D_{h,i}(P_{j+2})$, $D_{h,i}(P_{j+3})$, ..., $D_{h,i}(P_{j+m})$ et $A_{h,5}(P_{j+1})$, $A_{h,5}(P_{j+2})$, $A_{h,5}(P_{j+3})$, ..., $A_{h,5}(P_{j+m})$ des valeurs à prédire $P_{h,j+1}$, $P_{h,j+2}$, $P_{h,j+3}$, ..., $P_{h,j+m}$ ($h = 1, 2, \dots, 24$, $i = 1, 2, \dots, 5$ et $m, n \in \mathbb{N}$)

4. Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

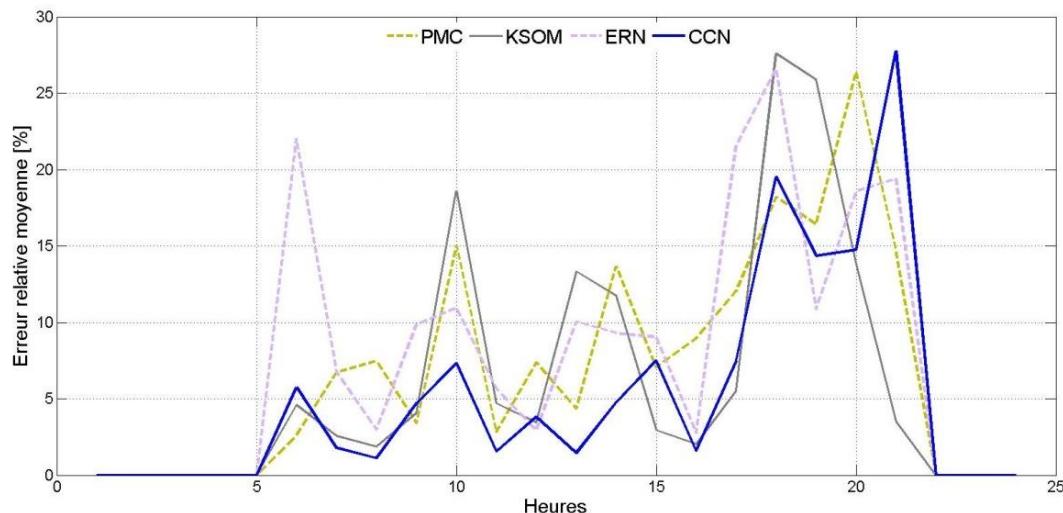
Méthode de la fenêtre glissante pour la phase d'entraînement des réseaux



$D_1, D_2, D_3, \dots, D_n$: valeurs à prédire ou coefficients d'ondelette des valeurs à prédire

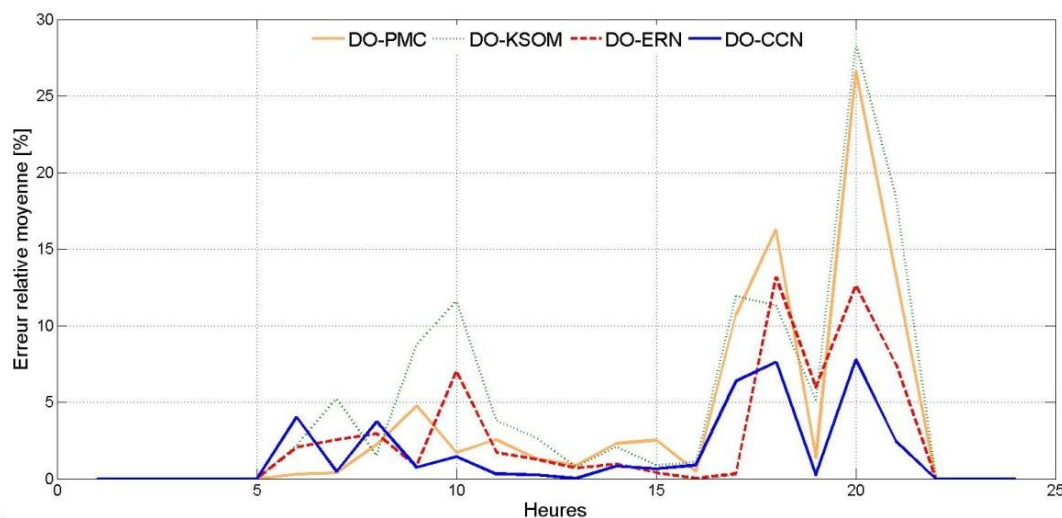
4. Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Résultat de la prédiction : irradiation solaire sur 24h (28 juin 2006)



Prédiction directe (RNA) : influence du type de réseau utilisé

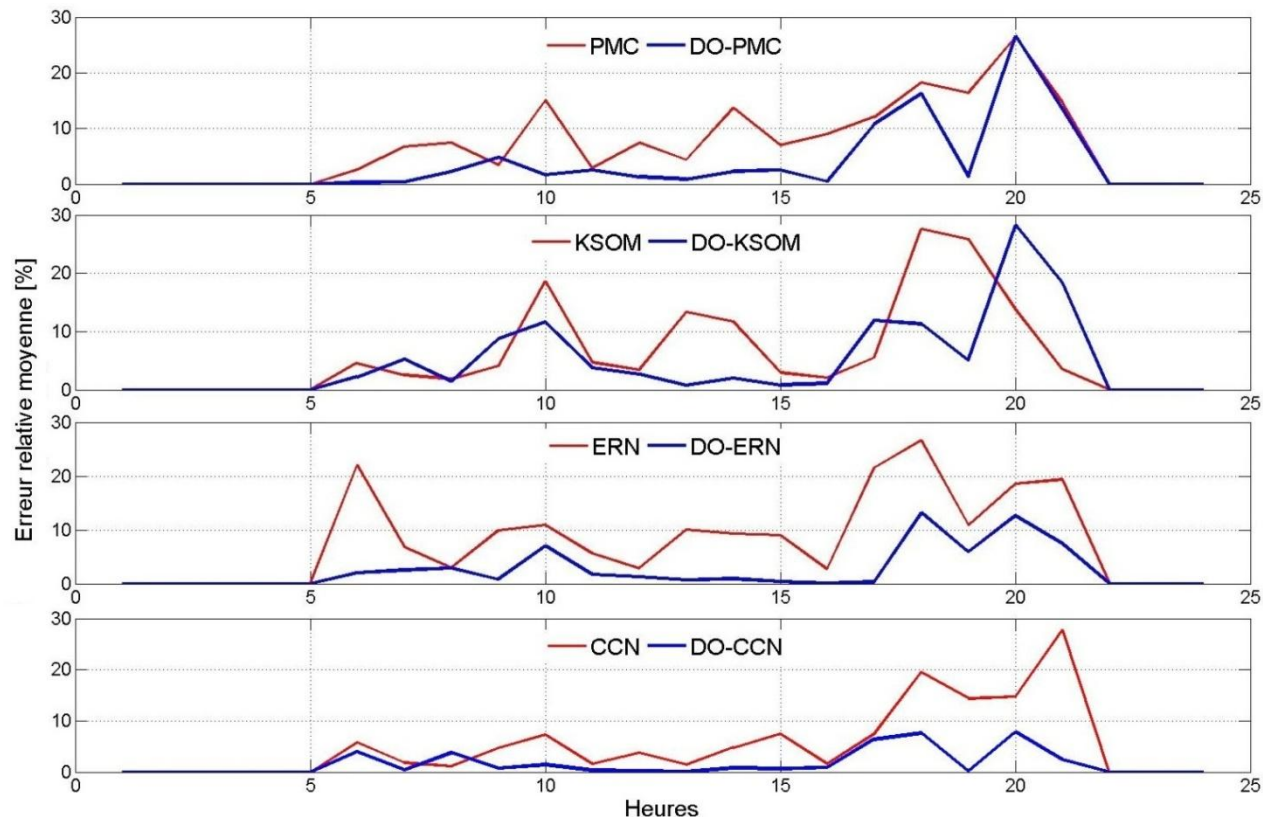
Prédiction indirecte (DO-RNA) : influence du type de réseau utilisé



4. Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Résultat de la prédiction : irradiation solaire sur 24h (28 juin 2006)

Influence de la décomposition en ondelettes



Méthode	PMC	KSOM	ERN	CCN
ERM [%]	10.45	9.14	11.83	7.83

Méthode	DO-PMC	DO-KSOM	DO-ERN	DO-CCN
ERM [%]	5.49	7.22	3.75	2.37

4. Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents

Résultat de la prédiction : consommation électrique et vitesse moyenne de vent sur 24h (28 juin 2006)

Consommation électrique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée

<i>Méthode</i>	<i>PMC</i>	<i>KSOM</i>	<i>ERN</i>	<i>CCN</i>
<i>ERM [%]</i>	4.90	9.63	4.64	3.34

<i>Méthode</i>	<i>DO-PMC</i>	<i>DO-KSOM</i>	<i>DO-ERN</i>	<i>DO-CCN</i>
<i>ERM [%]</i>	3.98	4.27	3.16	1.34

Vitesse moyenne de vent à Perpignan

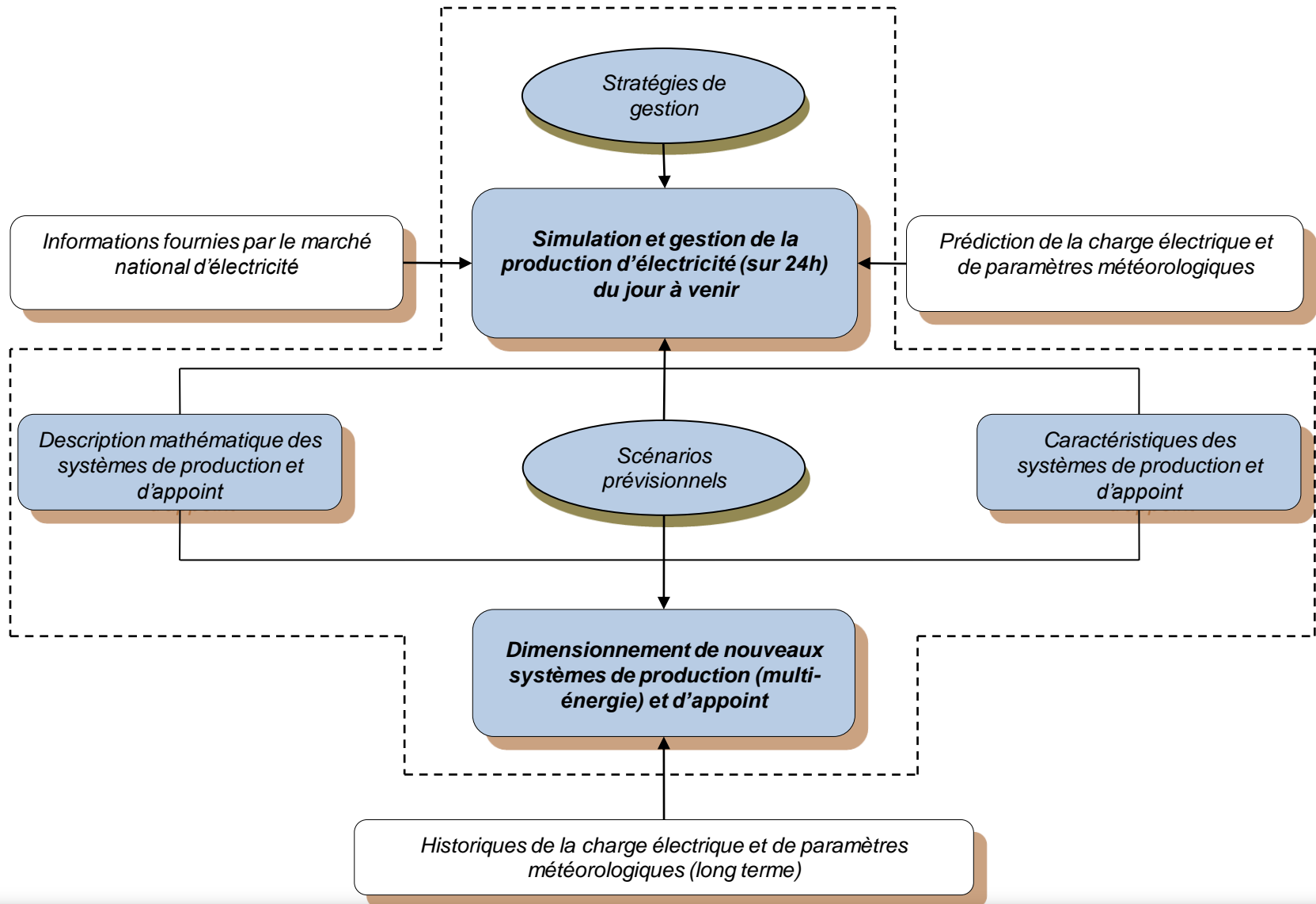
<i>Méthode</i>	<i>PMC</i>	<i>KSOM</i>	<i>ERN</i>	<i>CCN</i>
<i>ERM [%]</i>	6.72	8.38	11.22	6.75

<i>Méthode</i>	<i>DO-PMC</i>	<i>DO-KSOM</i>	<i>DO-ERN</i>	<i>DO-CCN</i>
<i>ERM [%]</i>	2.60	3.35	2.29	2.21

PLAN DE LA PRESENTATION

- ① **Contexte**
- ② **Les centrales électriques virtuelles dans le monde**
- ③ **Modèle de la CEVPM**
- ④ **Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents**
- ⑤ **Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité**
- ⑥ **Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité**
- ⑦ **Conclusion et perspectives**
- ⑧ **Production scientifique**

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité



5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Scénarios prévisionnels pour les systèmes de production d'électricité

Scénario "actuel"			Scénario "actuel" + production d'hydroélectricité			
Caractéristiques	Parc éolien	PV	Caractéristiques	Parc éolien	PV	Hydro-turbines
P_{ins}	$7.4 \times 10^3 \text{ kW}$	-	P_{ins}	$7.4 \times 10^3 \text{ kW}$	-	$2.5 \times 10^3 \text{ kW}$
S_{ins}	-	$5.4 \times 10^3 \text{ m}^2$	S_{ins}	-	$5.4 \times 10^3 \text{ m}^2$	-
η_G	21 %	14.1 %	η_G	21 %	14.1 %	70 %
η_C	95 %	95 %	η_C	95 %	95 %	95 %

Scénario "futur"			Scénario "futur" + production d'hydroélectricité			
Caractéristiques	Parc éolien	PV	Caractéristiques	Parc éolien	PV	Hydro-turbines
P_{ins}	$1.27 \times 10^5 \text{ kW}$	-	P_{ins}	$1.27 \times 10^5 \text{ kW}$	-	$12.5 \times 10^3 \text{ kW}$
S_{ins}	-	$12 \times 10^5 \text{ m}^2$	S_{ins}	-	$12 \times 10^5 \text{ m}^2$	-
η_G	21 %	14.1 %	η_G	21 %	14.1 %	70 %
η_C	95 %	95 %	η_C	95 %	95 %	95 %

Scénario "énergie renouvelable"			
Caractéristiques	Parc éolien	PV	Hydro-turbines
P_{ins}	$1.97 \times 10^5 \text{ kW}$	-	$22.5 \times 10^3 \text{ kW}$
S_{ins}	-	$21 \times 10^5 \text{ m}^2$	-
η_G	21 %	14.1 %	70 %
η_C	95 %	95 %	95 %

P_{ins} : puissance totale installée ; S_{ins} : surface des panneaux photovoltaïques ; η_G : rendement du générateur ; η_C : rendement du convertisseur associé

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Stratégies pour la gestion de la demande (électricité d'appoint)

- **Stratégie 1** : négocier et acheter aux enchères le jour j de l'électricité sur le marché Powernext, livrée le jour $j+1$ pour répondre au surplus de demande du jour $j+1$.
- **Stratégie 2** : avoir recours le jour $j+1$ à des générateurs diesel pour répondre au surplus de demande du jour $j+1$.
- **Stratégie 3** : négocier et acheter au tarif horaire le plus avantageux de l'électricité le jour j sur le marché Powernext et la stocker dans des batteries pour répondre au surplus de demande du jour $j+1$.
- **Stratégie 4** : négocier et acheter au tarif horaire le plus avantageux de l'électricité le jour j sur le marché Powernext, l'électrolyser et la stocker sous forme d'hydrogène (H_2) puis utiliser des piles à combustible à hydrogène pour répondre au surplus de demande du jour $j+1$.
- **Stratégie 5** : avoir recours le jour $j+1$ à des piles à combustible au gaz naturel pour répondre au surplus de demande du jour $j+1$.

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Caractéristiques du système d'appoint (stockage)

Caractéristiques du système d'appoint (hypothèse 1)

<i>Caractéristiques</i>	<i>PAC Gaz</i>	<i>PAC H₂</i>	<i>Générateur Diesel</i>	<i>Batteries</i>
C_{cap}	2100 €/kW	1300 €/kW	300 €/kW	100 €/kW
η_G	47 %	46 %	42 %	-
$\eta_{\text{ch}}/\eta_{\text{dch}}$	-	-	-	80/85 %
<i>Emissions de CO₂</i>	2.253 kgCO ₂ /Nm ³	-	3.09 kgCO ₂ /l	-
<i>Coût d'E&M</i>	0.0037 €/kWh	0.0012 €/kWh	0.0025 €/kWh	0.0012 €/kWh
<i>Durée de vie</i>	40000h	40000h	7000h × 20ans	8000 fois

Caractéristiques du système d'appoint (hypothèse 2)

<i>Caractéristiques</i>	<i>PAC Gaz</i>	<i>PAC H₂</i>	<i>Générateur Diesel</i>	<i>Batteries</i>
C_{cap}	650 €/kW	300 €/kW	250 €/kW	60 €/kW
η_G	47 %	46 %	42 %	-
$\eta_{\text{ch}}/\eta_{\text{dch}}$	-	-	-	80/85 %
<i>Emissions de CO₂</i>	2.253 kgCO ₂ /Nm ³	-	3.09 kgCO ₂ /l	-
<i>Coût d'E&M</i>	0.0037 €/kWh	0.0012 €/kWh	0.0025 €/kWh	0.0012 €/kWh
<i>Durée de vie</i>	40000h	40000h	7000h × 20ans	8000 fois

C_{cap} : coût du capital, η_G : rendement du générateur, $\eta_{\text{ch}}/\eta_{\text{dch}}$: rendement de charge/décharge des batteries

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Modèles des systèmes de production d'électricité et de stockage

Générateurs éoliens

$$P_w = \begin{cases} (A) 0.0538v^4 - 3.5973v^3 + 73.4533v^2 \\ \quad - 443.4775v + 853.5148, \text{if } 4 \leq v \leq 17 \\ (B) 0, \text{if } v < 4 \\ (C) 0.2031v^4 - 17.4593v^3 + 560.2264v^2 \\ \quad - 7956.5v + 43533, \text{if } 17 < v \leq 25 \\ (D) 0, \text{if } v > 25 \end{cases}$$

P_w : puissance moyenne d'une éolienne de type N60/1300 (Nordex¹) [W] ; v : vitesse moyenne de vent [m/s]

Panneaux photovoltaïques²

$$E_{pv} = S \eta_m P_f \eta_{pc} I$$

E_{pv} : énergie produite ; S : surface des panneaux ; η_m : rendement du module de conversion (0.141) ;
 P_f : facteur d'emballage (0.9) ; η_{pc} : rendement du conditionnement de l'énergie (0.95) ;
 I : irradiation solaire globale horaire ; Type : NU185E1-Sharp

Sources : ¹Nordex-online.com ; ²Elhadidy, 2003.

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Modèles des systèmes de production d'électricité et de stockage

Production et stockage de l'hydrogène³

$$C_{H_2} = 0.3H^{-0.23} + 0.37H^{-0.025} + 52.2C_p$$

C_{H_2} : coût de production de l'hydrogène [€/kg.H₂] ; H : capacité de production (0.1 ~1.2 kgH₂/s) ;
 C_p : tarif de l'électricité [€/kWh]

Piles à combustible à hydrogène⁴

$$F_{H_2} = B_{FC} \cdot P_{N_FC} + A_{FC} \cdot P_{FC} \text{ si } P_{FC}/P_{N_FC} \leq P_{max_ef}$$

$$F_{H_2} = B_{FC} \cdot P_{N_FC} + A_{FC} \cdot P_{FC} \cdot \left(1 + F_{ef} \left(\frac{P}{P_{N_FC}} - P_{max_ef}\right)\right) \text{ si } P_{FC}/P_{N_FC} > P_{max_ef}$$

F_{H_2} : consommation d'hydrogène ; P_{FC} : puissance de sortie de la pile à combustible ; P_{N_PC} : puissance de sortie nominale ;
 P_{max_ef} : puissance de sortie lorsque son rendement est maximum ; F_{ef} : facteur de consommation ; A_{FC} et B_{FC} : coefficients

$$\eta_{FC\%} = \frac{100P_{FC}}{F_{H_2} \times PCI_{H_2}}$$

$\eta_{FC\%}$: rendement d'une pile à combustible ; PCI_{H_2} : pouvoir calorifique inférieur (33.3 kWh/kg)

Sources : ³Sigurvisson & Werkoff, CEA, 2005 ; ⁴Dufo-Lopez, 2008.

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Modèles des systèmes de production d'électricité et de stockage

Générateurs diesels⁵

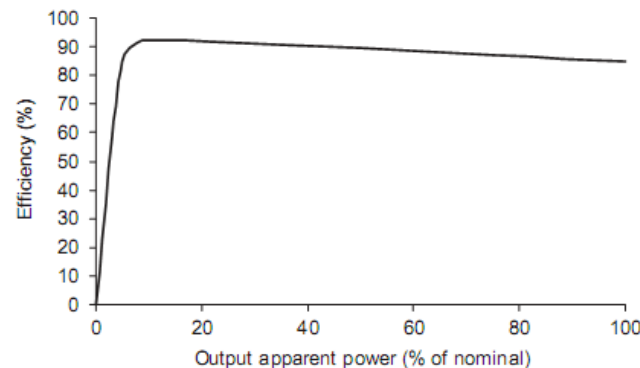
$$F_G = a.P_G^2 + b.P_G + c$$

F_G : consommation de fioul ; P_G : puissance du générateur ; a, b, c : coefficients fournis par le fabricant
(a = 12.202×10^{-6} l/kWh, b = 0.223 l/kWh, c = 40.706 l/kWh)

$$\eta_{G\%} = \frac{100P_G}{F_G \times PCI_{FIOUL}}$$

$\eta_{G\%}$: rendement du générateur ; PCI_{FIOUL} : pouvoir calorifique inférieur (11.55 kWh/l)

Onduleurs et redresseurs⁶



Sources : ⁵Ashok, 2007 ; ⁶Dufo-López 2009

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Modèles des systèmes de production d'électricité et de stockage

Banques de batteries⁷

Charge

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t - 1) + \eta_{red} \cdot \eta_{ch} \cdot (E_G(t) - E_L(t))$$

Décharge

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t - 1) + \frac{E_L(t) - E_G(t)}{\eta_{ond} \cdot \eta_{dch}}$$

$E_{bat}(t)$, $E_{bat}(t-1)$: énergie stockée dans une banque de batteries aux instant t et $(t-1)$

η_{red} , η_{ond} : rendement du redresseur et de l'onduleur ; η_{ch} : rendement de charge de la batterie ;

η_{dch} : rendement de décharge de la batterie ; $E_G(t)$: production totale ; $E_L(t)$: consommation d'électricité à l'instant t ;

Générateurs hydroélectriques⁸

$$P_h(W) = \eta_h \cdot \rho_{eau} \cdot g \cdot H_{net} \cdot Q$$

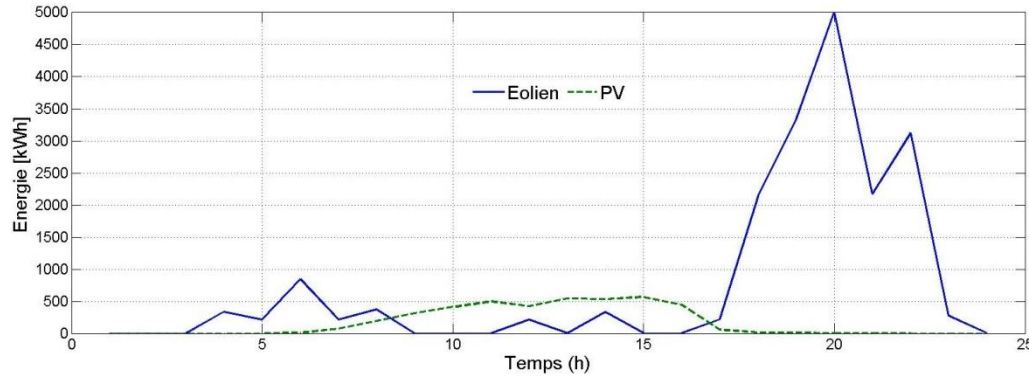
P_h : puissance électrique maximale (W) ; η_h : rendement global de l'installation hydroélectrique

ρ_{eau} : masse volumique de l'eau ; g : accélération de la pesanteur ; H_{net} : la dénivellation de l'ouvrage ; Q : débit

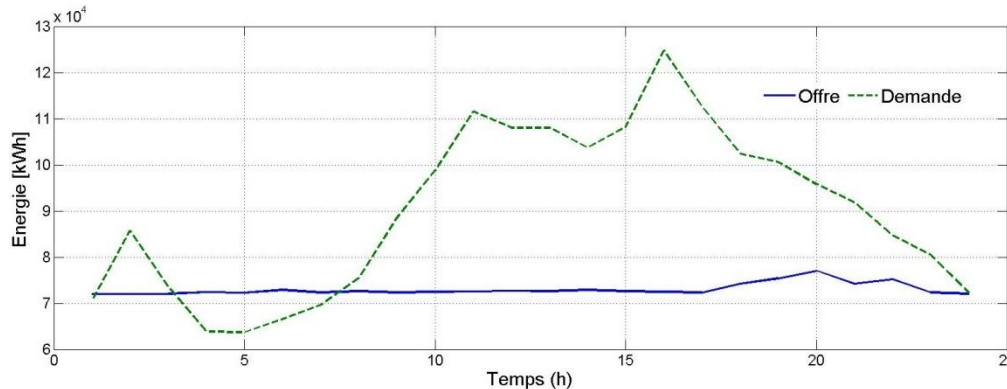
Sources : ⁷Kaabeche, 2006 ; ⁸EGEM, 2007.

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Exemple de simulation pour le scénario "actuel"



Production horaire EnR



Estimation de l'offre et de la demande d'électricité

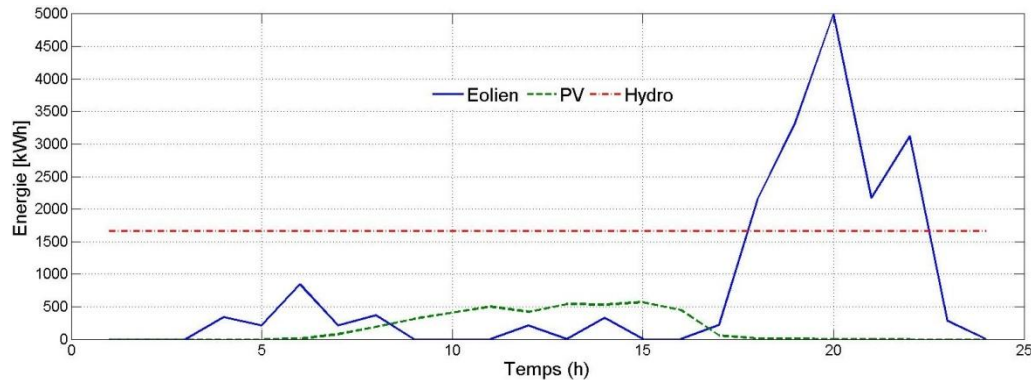
Coût et émissions de CO₂

	<i>Stratégie</i>	<i>Coût (k€)</i>	<i>Emissions de CO₂ (kg)</i>
1	<i>Achat direct</i>	23.30	0
2	<i>G. Diesel</i>	31.62	8.31 × 10 ⁵
3	<i>Batteries</i>	36.26	0
4	<i>PAC H2</i>	32.81	0
5	<i>PAC Gaz</i>	125.32	2.17 × 10 ⁵

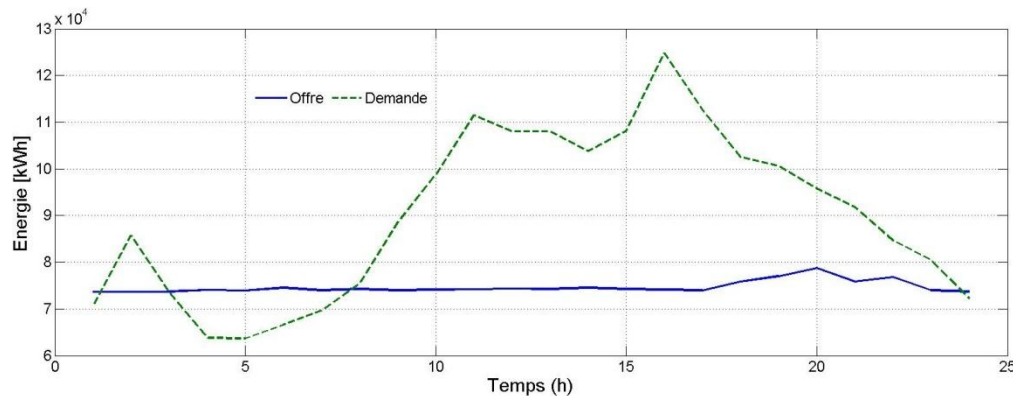
- Nucléaire : 80 %
- Eolien : 7,4 MW
- PV : 5400 m²
- Hydro : 0 MW
- Excès : 4h-6h (27.61 MWh ou 448,99 €)
- Déficit total : 437 MWh

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Exemple de simulation pour le scénario "actuel" + hydroélectricité



Production horaire EnR



Estimation de l'offre et de la demande d'électricité

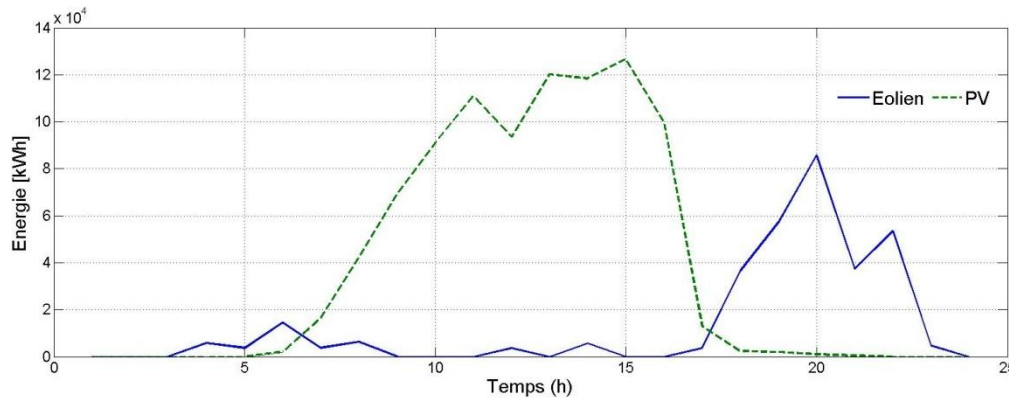
Coût et émissions de CO₂

	<i>Stratégie</i>	<i>Coût (k€)</i>	<i>Emissions de CO₂ (kg)</i>
1	<i>Achat direct</i>	21.85	0
2	<i>G. Diesel</i>	28.85	7.57×10 ⁵
3	<i>Batteries</i>	33.76	0
4	<i>PAC H2</i>	28.45	0
5	<i>PAC Gaz</i>	113.31	2.02×10 ⁵

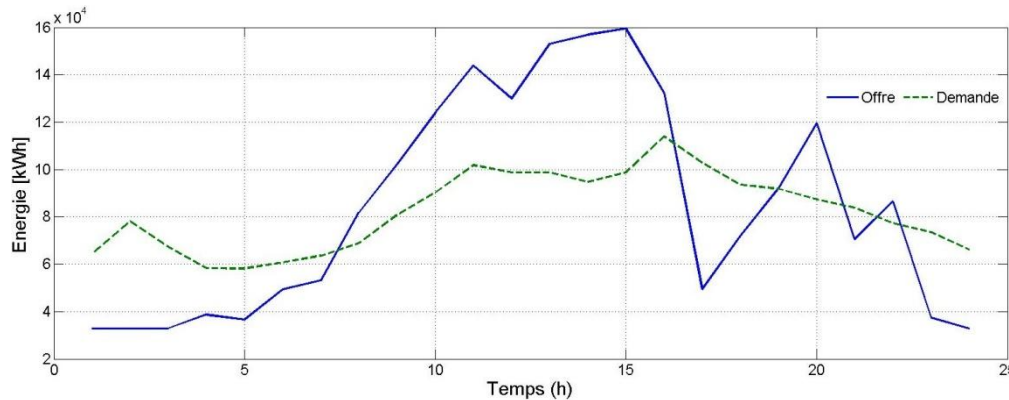
- Nucléaire : 80 %
- Eolien : 7,4 MW
- PV : 5400 m²
- Hydro : 2,5 MW
- Excès : 0h, 4h-7h (37.42 MWh ou 678,89€)
- Déficit total : 406.93 MWh

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Exemple de simulation pour le scénario "futur"



Production horaire EnR



Estimation de l'offre et de la demande d'électricité

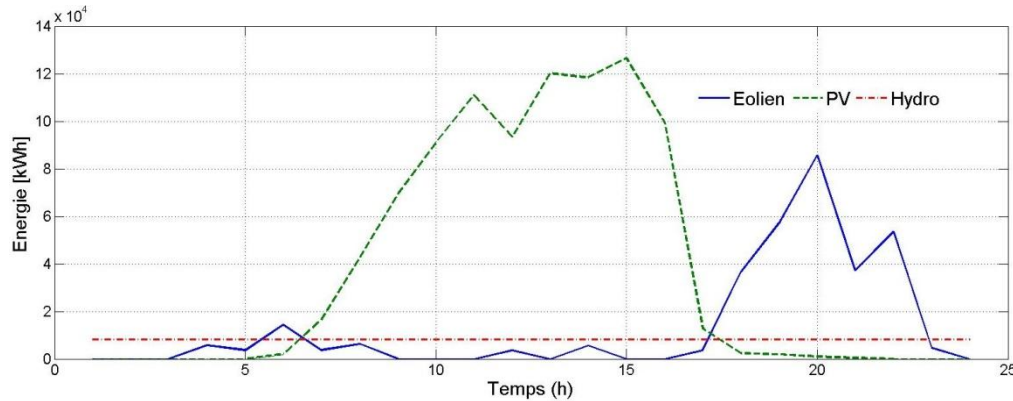
Coût et émissions de CO₂

	<i>Stratégie</i>	<i>Coût (k€)</i>	<i>Emissions de CO₂ (kg)</i>
1	<i>Achat direct</i>	13.10	0
2	<i>G. Diesel</i>	58.38	7.97×10 ⁵
3	<i>Batteries</i>	20.19	0
4	<i>PAC H2</i>	6.31	0
5	<i>PAC Gaz</i>	139.24	1.89×10 ⁵

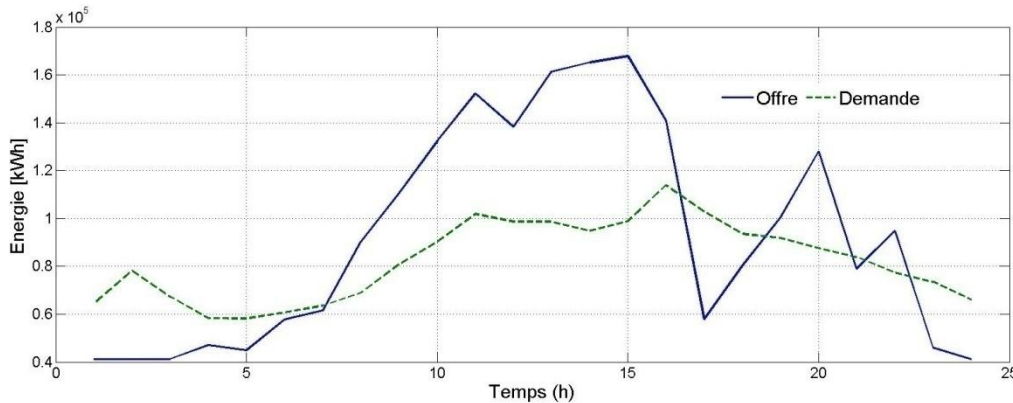
- Nucléaire : 40 %
- Eolien : 127 MW
- PV : 1200000 m²
- Hydro : 0 MW
- Excès : 8h-16h, 20h-22h (17.95 k€ ou 316.79 MWh)
- Déficit total : 382.16 MWh

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Exemple de simulation pour le scénario "futur" + hydroélectricité



Production horaire EnR



Estimation de l'offre et de la demande d'électricité

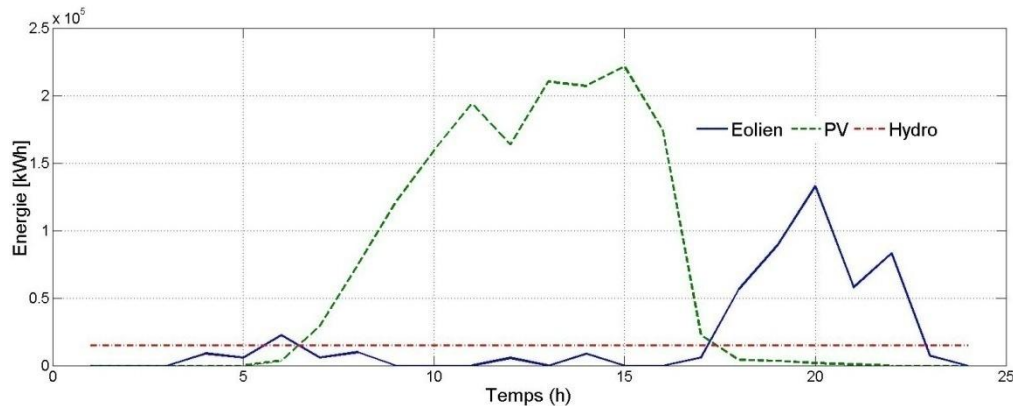
Coût et émissions de CO₂

	<i>Stratégie</i>	<i>Coût (k€)</i>	<i>Emissions de CO₂ (kg)</i>
1	<i>Achat direct</i>	9.68	0
2	<i>G. Diesel</i>	38.10	5.18 × 10 ⁵
3	<i>Batteries</i>	14.63	0
4	<i>PAC H2</i>	4.99	0
5	<i>PAC Gaz</i>	101.80	1.37 × 10 ⁵

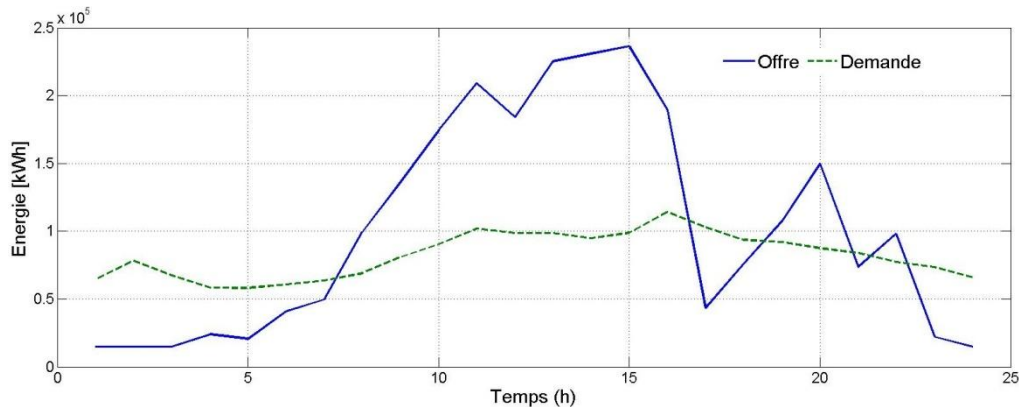
- Nucléaire : 40 %
- Eolien : 127 MW
- PV : 1200000 m²
- Hydro : 12,5 MW
- Excès 7h-17h, 19h-20h, 22h (22.96 k€ ou 411 MWh)
- Déficit total : 276.93 MWh

5. Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Exemple de simulation pour le scénario "énergie renouvelable"



Production horaire EnR



Estimation de l'offre et de la demande d'électricité

Coût et émissions de CO₂

	<i>Stratégie</i>	<i>Coût (k€)</i>	<i>Emissions de CO₂ (kg)</i>
1	<i>Achat direct</i>	17.44	0
2	<i>G. Diesel</i>	105.73	14.52 × 10 ⁵
3	<i>Batteries</i>	28.69	0
4	<i>PAC H2</i>	7.02	0
5	<i>PAC Gaz</i>	193.65	2.69 × 10 ⁵

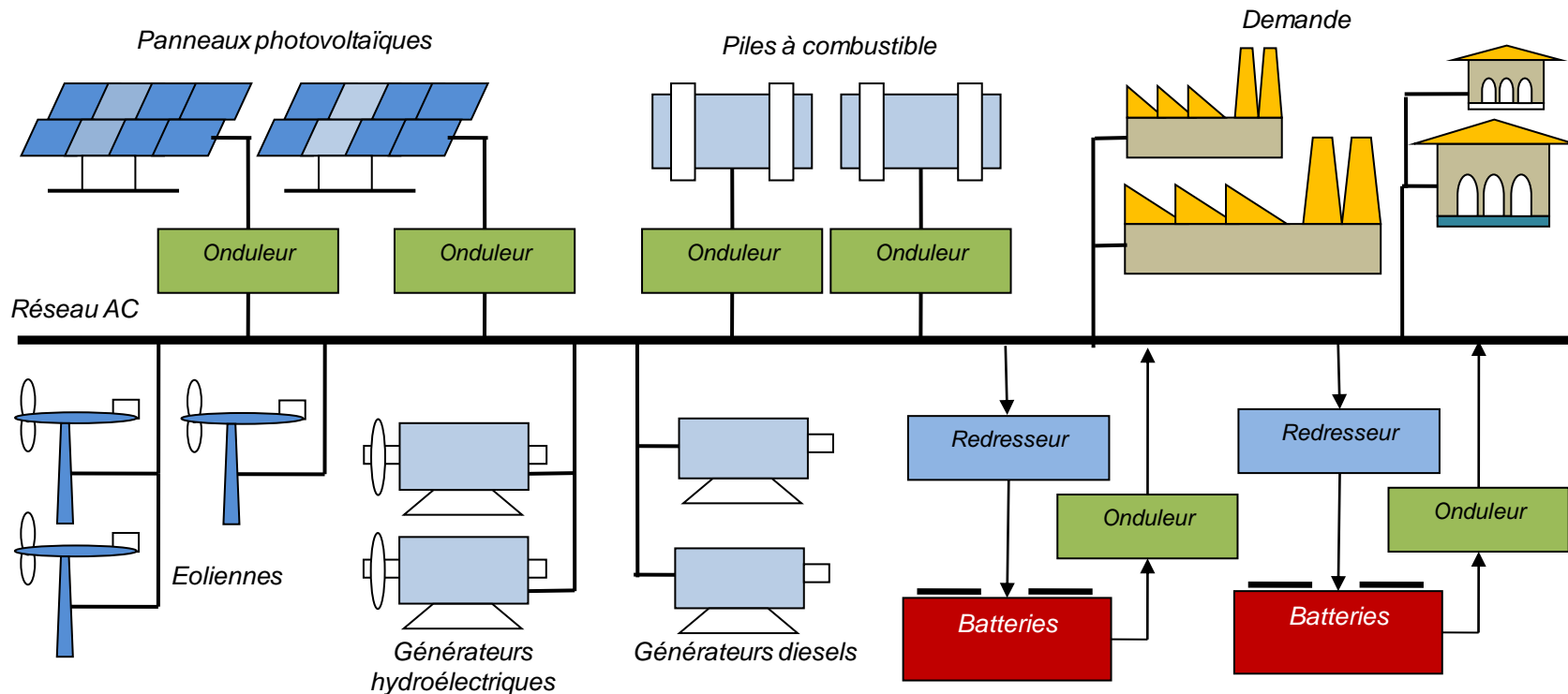
- Nucléaire : 0 %
- Eolien : 197 MW
- PV : 2100000 m²
- Hydro : 22,5 MW
- Excès : 8h-16h, 19h-20h, 22h (47.19 k€ ou 813.83 MWh)
- Déficit total : 543.06 MWh

PLAN DE LA PRESENTATION

- ① **Contexte**
- ② **Les centrales électriques virtuelles dans le monde**
- ③ **Modèle de la CEVPM**
- ④ **Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents**
- ⑤ **Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité**
- ⑥ **Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité**
- ⑦ **Conclusion et perspectives**
- ⑧ **Production scientifique**

6. Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité

Structure et paramètres d'un système de production multi-source



**Structure d'un système de production d'énergie multi-source.
Intégration des unités de stockage.**

6. Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité

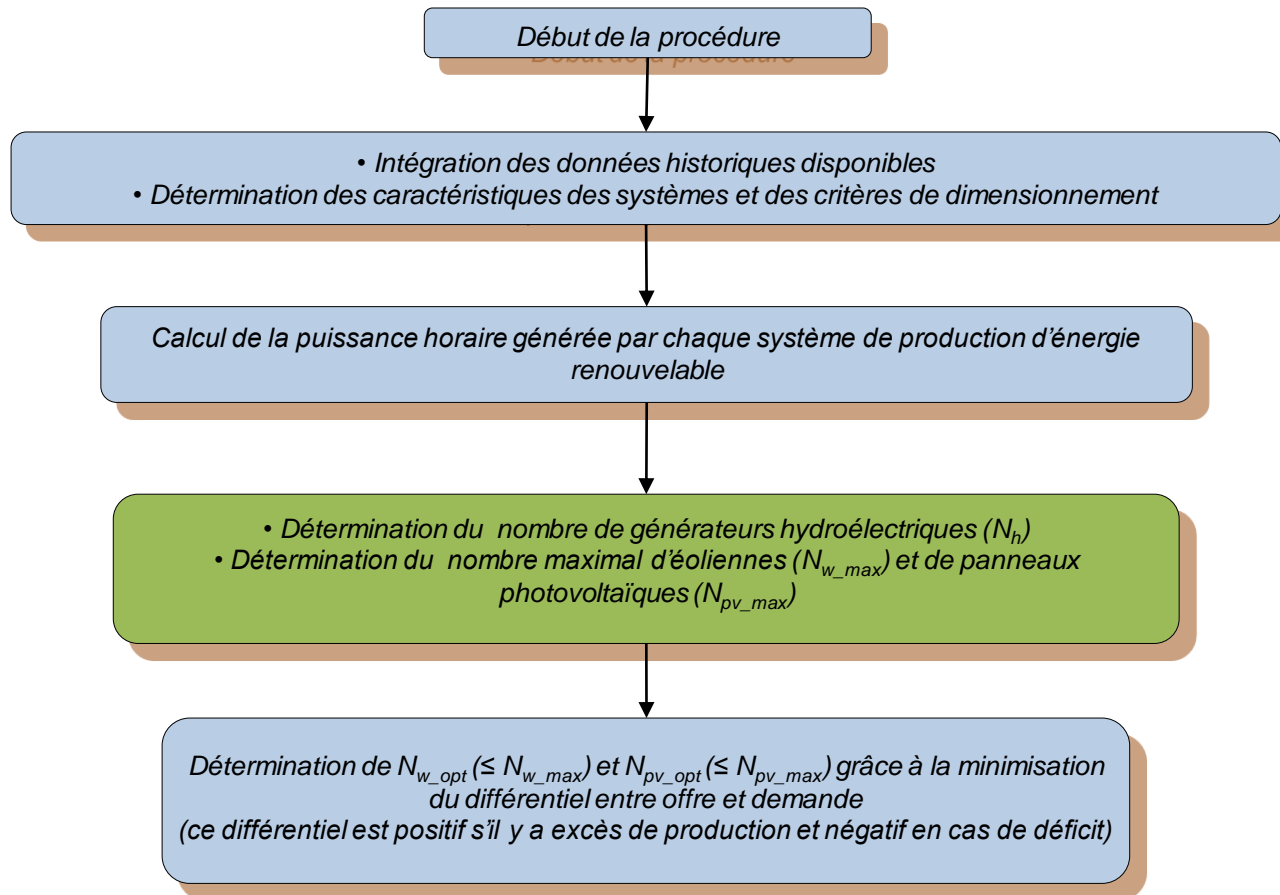
Structure et paramètres d'un système de production multi-source

Caractéristiques des générateurs

Caractéristique	Gen. diesels	Gen. hydroélectriques	PAC H2	Eoliennes	PV	Batteries	Onduleur	Redresseur	Unité
P	3000	2500	2800	1.30×10^3	2.78	48.96	-	-	kW
C_{cap}	300	1100	1300	300	345.32	100	120	70	€/kW ou €/m ²
$\eta_G(\eta_{chr}, \eta_{dch})$	-	70	-	21	14.1	80/85	95	90	%
C_F (diesel, H ₂)	0.11€/l	-	3.5€/kgH ₂	-	-	-	-	-	-
$E.CO_2$	3.09	-	-	-	-	-	-	-	kgCO ₂ /l
C_{inst}	15	30	15	15	20	10	10	10	%
S (ou balayée)	-	-	-	2828	19.65	-	-	-	m ²
D_{rotor}	-	-	-	60	-	-	-	-	m
Durée de vie	7000h×20ans	30ans	40000h	25ans	30ans	8000fois/20ans	10ans	10ans	-
Coût d'E&M	0.0025	0.0055	0.0015	0.0025	0.0027	0.0012	inclus	inclus	€/kWh

6. Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité

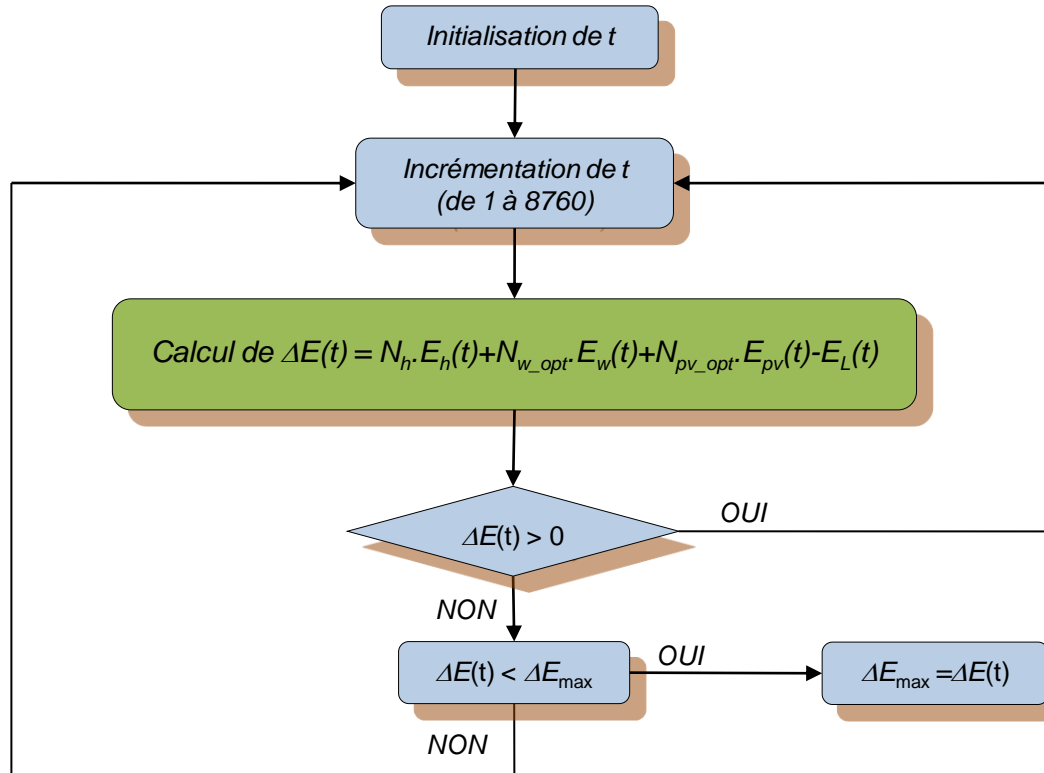
Méthodologie de dimensionnement



Détermination du nombre optimal d'éoliennes et de panneaux solaires

6. Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité

Nombre optimal de générateurs diesels ou de piles à combustible



$$N_d = \begin{cases} k_d, & \text{si } k_d \geq \frac{|\Delta E_{max}|}{P_d} \\ k_d + 1, & \text{si } k_d < \frac{|\Delta E_{max}|}{P_d} \end{cases}$$

$$N_{fc} = \begin{cases} k_{fc}, & \text{si } k_{fc} \geq \frac{|\Delta E_{max}|}{P_{fc}} \\ k_{fc} + 1, & \text{si } k_{fc} < \frac{|\Delta E_{max}|}{P_{fc}} \end{cases}$$

$$k_d = \text{round} \left(\frac{|\Delta E_{max}|}{P_d} \right)$$

$$k_{fc} = \text{round} \left(\frac{|\Delta E_{max}|}{P_{fc}} \right)$$

Diagramme de détermination du déficit de production horaire maximal

ΔE_{max} : déficit d'énergie horaire maximal, N_d : nombre optimal de générateurs diesels, N_{fc} : nombre optimal de piles à combustible

6. Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité

Dimensionnement optimal d'une banque de batteries

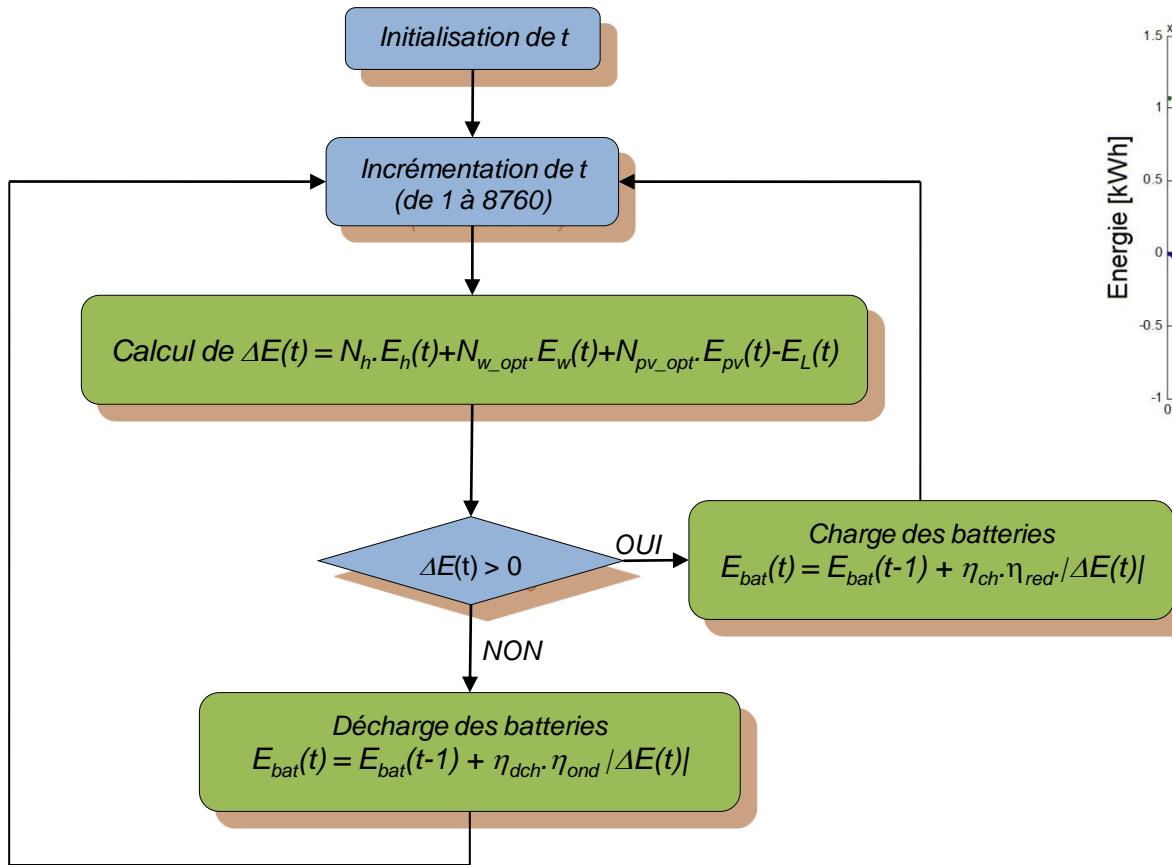
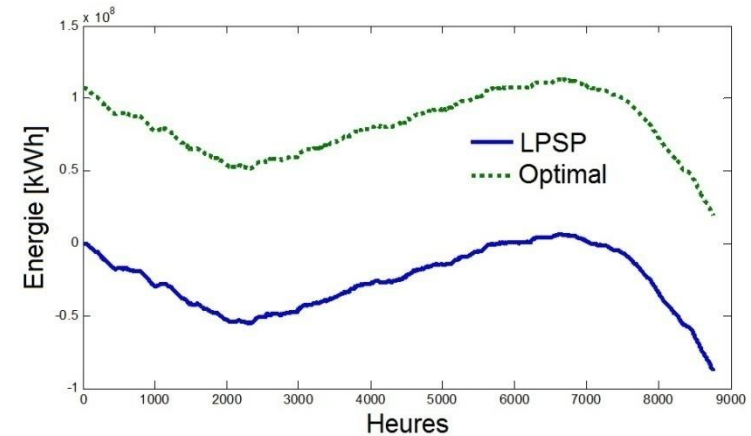


Diagramme de détermination de l'état de l'énergie dans la banque des batteries



Etat de l'énergie dans une banque de batteries

$$E_{cap_bat} = 1.2(E_{max_bat} + |E_{min_bat}|)$$

$$k_{bat} = round\left(\frac{|E_{cap_bat}|}{E_{nom_bat}}\right)$$

$$N_{bat} = \begin{cases} k_{bat}, & \text{si } k_{bat} \geq \frac{|E_{cap_bat}|}{E_{nom_bat}} \\ k_{bat} + 1, & \text{si } k_{bat} < \frac{|E_{cap_bat}|}{E_{nom_bat}} \end{cases}$$

LPSP: Loss of Power Supply Probability [Ashok 2007, Borrowy & Salameh 1997]

6. Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité

Résultats obtenus (100 % énergie renouvelable)

<i>Comb.</i>	<i>Géné. Hydro. (MW)</i>	<i>Eoliennes (MW)</i>	<i>PV (MW)</i>	<i>PAC H2 (MW)</i>	<i>Géné. diesels (MW)</i>	<i>Redresseur (MW)</i>	<i>Onduleur (MW)</i>	<i>Batteries (GW)</i>	<i>Coût capital (M€/an)</i>	<i>Coût kWh (c€/kWh)</i>	<i>Emissions de CO₂ (kgCO₂/an)</i>
1	5.00	182.00	71.64	120.40	0	0	156.14	0	32.34	18.63	0
2	5.00	182.00	71.64	0	0	158.63	266.10	104.90	586.92	338.23	0
3	5.00	182.00	71.64	0	210.00	0	29.40	0	30.06	17.32	509.53×10 ⁶
4	2.50	89.70	174.04	123.20	0	0	201.12	0	36.10	20.80	0
5	2.50	89.70	174.04	0	0	102.95	226.48	113.95	638.49	367.95	0
6	2.50	89.70	174.04	0	213.00	0	71.44	0	34.09	19.65	528.06×10 ⁶
7	0.00	215.80	59.64	126.00	0	0	157.11	0	34.40	19.82	0
8	0.00	215.80	59.64	0	0	182.47	296.13	116.33	650.10	374.64	0
9	0.00	215.80	59.64	0	216.00	0	24.48	0	33.03	19.03	570.87×10 ⁶

Combinaisons de systèmes de production d'électricité EnR et de systèmes d'appoint

PLAN DE LA PRESENTATION

- ① **Contexte**
- ② **Les centrales électriques virtuelles dans le monde**
- ③ **Modèle de la CEVPM**
- ④ **Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents**
- ⑤ **Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité**
- ⑥ **Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité**
- ⑦ **Conclusion et perspectives**
- ⑧ **Production scientifique**

7. Conclusion et perspectives

Conclusion

- Développement d'une CEV pour la gestion des systèmes de production d'électricité.
- Développement d'un outil complémentaire dédié au dimensionnement optimal de futurs systèmes de production.
- Développement de modules de prédiction à court terme (24h) de la charge du réseau électrique et de paramètres météorologiques.
- Validité des approches proposées, tant pour l'estimation de paramètres influents que pour la gestion des systèmes de production (actuels ou futurs).
- Réponse à la demande d'électricité et exploitation satisfaisante des ressources dont dispose la communauté d'agglomération grâce aux scénarios et aux critères de gestion proposés.

7. Conclusion et perspectives

Perspectives

- Intégrer les évolutions technologiques, économiques, comportementales ou climatiques.
- Contribuer à la planification d'un plan de production d'électricité et mettre en avant une solution optimale pour l'exploitation des ressources énergétiques d'autres environnements.
- Adapter l'outil développé à la gestion des systèmes de production d'électricité du Vietnam (régions de Hanoï et de Saïgon), où le potentiel énergétique solaire est très élevé.
- Améliorer les performances des modules de prédiction grâce à des techniques telles que la logique floue et les systèmes neuro-flous ou grâce à l'utilisation d'images satellites.
- Développer pour la CEVPM une interface en ligne permettant de gérer à distance les systèmes de production d'électricité.
- Finaliser le logiciel proposé (interface graphique) afin de permettre son interconnexion avec une centrale électrique virtuelle technique.

PLAN DE LA PRESENTATION

- ① **Contexte**
- ② **Les centrales électriques virtuelles dans le monde**
- ③ **Modèle de la CEVPM**
- ④ **Prévision de la charge électrique et de paramètres météorologiques influents**
- ⑤ **Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité**
- ⑥ **Dimensionnement optimal d'un système multi-source de production d'électricité**
- ⑦ **Conclusion et perspectives**
- ⑧ **Production scientifique**

8. Production scientifique

Revue nationale avec comité de lecture

[RN1] M. Polit, S. Grieu, V.G. Tran, H.L. Tran, Q.N. Nguyen, Estimation of short-term daily power load for Hanoi City using time series and neural networks, Thai Nguyen University of Technology, Journal of Science and Technology 55 (7) (2009) 75-80.

[RN2] S. Grieu, V.G. Tran, M. Polit, Q.T. Tran, Transformée en ondelettes discrète et réseaux de neurones artificiels pour la prédiction d'irradiation solaire à court terme, Dossier Energies Renouvelables et Eco-conception en Génie Electrique, Revue de l'Electricité et de l'Electronique 5 (2009) 52-60.

[---] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, H.L. Tran, Energy resources management: a case study for the Perpignan Méditerranée agglomeration community, Journal of Science and Technology of Technical Universities, soumis le 30 août 2010.

[---] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, H. L. Tran, Optimal sizing of multi-energy power systems: a case study for the Perpignan Méditerranée agglomeration community, Journal of Science and Technology of Technical Universities, soumis le 30 août 2010.

8. Production scientifique

Congrès internationaux avec comité de lecture et actes

[CI1] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, Energy management for the "Perpignan Méditerranée" agglomeration community, ECOS²⁰¹⁰, Lausanne, Suisse, 14-17 juin 2010.

[CI2] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, Optimal sizing and cost analysis of hybrid power generation systems: a Mediterranean case study, E2C 2010, Barcelone, Espagne, 20-23 avril 2010.

[CI3] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, A. Traoré, Hourly meteorological parameters and electric load forecasting, E2C 2010, Barcelone, Espagne, 20-23 avril 2010.

[CI4] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, H.L. Tran, Forecasting of wind speed using wavelets analysis and cascade-correlation networks, EWEC 2009, Marseille, France, 16-19 mars 2009.

[CI5] V.G. Tran, S. Grieu, A. Traoré, F. Thierry, M. Estaben, M. Polit, Wavelets decomposition and Box-Jenkins methodology or neural networks for short-term electric consumptions forecast, iREED 2008, Montpellier, France, 10-11 décembre 2008.

[CI6] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, Forecasting of solar irradiation using wavelets decomposition and cascade-correlation neural networks, iREED 2008, Montpellier, France, 10-11 décembre 2008.

[CI7] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Nearest neighbor technique and neural networks for short-term electric consumptions forecast, CCIA'2008, Sant Marti d'Empúries, Espagne, 22-24 octobre 2008.

MERCI DE VOTRE ATTENTION !



Perpignan, le 30 Septembre 2010