

N° d'ordre : 41772

UNIVERSITE LILLE 1 – SCIENCES ET TECHNOLOGIES

## THESE

Présentée en vue d'obtenir le grade de

## DOCTEUR

en

**Spécialité : Génie Électrique**

par

**Petronela-Valeria BUZILA**

### **Gestion énergétique optimale des Installations Fixes de Traction Electrique Ferroviaire Hybrides**

Soutenue le 29 septembre 2015 devant le jury d'examen :

<b>Directeur de thèse :</b>	Benoit ROBYNS	Professeur, HEI, L2EP
<b>Co-directeur de thèse :</b>	Stéphane BRISSET	Maître de Conférences, Ecole Centrale de Lille, L2EP
<b>Rapporteur :</b>	Daniel HISSEL	Professeur, Université de Franche-Comté Besançon, FC LAB
<b>Rapporteur :</b>	Bruno SARENI	Professeur, Institut National Polytechnique de Toulouse, LAPLACE
<b>Examineur :</b>	Julien POUGET	Dr., Chef de projet, SNCF Innovation & Recherche
<b>Examineur :</b>	Betty SEMAIL	Professeur, Université Lille 1 Sciences et Technologies, L2EP
<b>Président :</b>	Nicolas RETIERE	Professeur, Université Joseph Fourier Grenoble, G2Elab
<b>Membre invité :</b>	Dhaker ABBES	Enseignant-Chercheur, HEI, L2EP

Thèse préparée dans le Laboratoire L2EP, EA 2697  
Ecole Doctorale SPI 072 – Université Lille Nord-de-France



## Avant-propos

Je voudrais tout d'abord remercier à toutes les personnes qui ont contribué aux travaux présentés dans ce mémoire, que j'ai effectué en alternance entre le Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille (L2EP) et la SNCF Innovation et Recherche (SNCF I&R), à Paris.

Je remercie tout particulièrement:

Monsieur Daniel Hissel, Professeur à l'Université de Franche-Comté Besançon et Monsieur Bruno Sareni, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Toulouse pour avoir rapporté ce travail, pour leurs observations pertinentes et les perspectives complémentaires.

Monsieur Nicolas Retière, Professeur à l'Université Joseph Fourier de Grenoble, pour avoir accepté de présider ce jury et Madame Betty Semail, Professeur à l'Université Lille 1 Sciences et Technologies, qui m'a fait l'honneur d'examiner ce travail.

Monsieur Benoit Robyns, Directeur de la Recherche à HEI, pour avoir dirigé les présents travaux, pour sa grande disponibilité et ses conseils avisés tout au long de ces années.

Monsieur Julien Pouget, Chef de projet à la SNCF Direction de l'Innovation et de la Recherche, pour m'avoir accordé sa confiance, pour la qualité des discussions qui ont ponctué ce travail, pour son soutien et ses conseils pertinents.

Monsieur Stéphane Brisset, Maître de Conférences à l'Ecole Centrale de Lille, pour son aide importante, sa constante disponibilité et ses conseils pertinents.

Monsieur Christophe Saudemont et Monsieur Dhaker Abbes, Enseignants-Chercheurs à HEI, pour leur aide et conseils importantes tout au long de ces années.

Monsieur Francis Piriou, Directeur du L2EP, pour m'avoir accueilli au sein du laboratoire.

Monsieur Vincent Delcourt, responsable du groupe ETM (Energétique et Technique de Maintenance) à la SNCF I&R, pour m'avoir accueilli au sein de son équipe.

Tous les partenaires du projet CONIFER, Gérôme Vrignaud (SNCF/PSIG) Lionel Taunay (SNCF/PSIG), Etienne Sourdille (SNCF/PSIG), Caroline Desprez (SNCF I&R), Tannina Benhabiles (SNCF/PSIG), Anil Bournisien (SERMA), Dominique Wasquel (ARTTIC), Carlos Triay (ARTTIC), Bruno François (L2EP), Xavier Guillaud (L2EP), Frédéric Colas (L2EP), Othman Moumni Abdou (ARTELYS).

Je voudrais remercier également:

Messieurs Fabien Mollet, Ingénieur de recherche à HEI et Florent Delhaye, Ingénieur de recherche au L2EP, pour leur aide indispensable aux moments importants de la thèse.

Tout le personnel de HEI, particulièrement les enseignant-chercheurs du département Energie Electricité Automatique (EEA): Messieurs Arnaud Davigny, Mehdi Nasser, Antoine Henneton, Francois Gionco et Patrick Debay.

Mes collègues du groupe ETM de la SNCF I&R, Olivier Bossi, Yann Riffonneau, Bogdan Vulturescu, Aymeric Jouy, Caroline Berland et mes collègues du bureau de la maison de la Recherche, Anouar Bouallaga, Jean-Charles Swierczek, Jonathan Lesel, Thang Do Ming, Pascal

Monjean, Valentin Albinet, Riad Kadri, Hayriye Gidik, Elena Onofrei, Cezar Codău, Siyamak Sarabi, Geraldine Ventoruzzo, pour l'énergie, l'optimisme et la bonne humeur qu'ils ont su véhiculer, pour tous ces moments de convivialité que l'on a partagé et pour les échanges animés sur le plan scientifique et stratégique.

Ma reconnaissance va également au Monsieur Mircea Rădulescu, Professeur à la Faculté de Génie électrique de Cluj-Napoca, pour son encouragement et son soutien depuis qu'il m'a proposé d'effectuer un stage Erasmus pour mon projet de fin d'étude.

Un grand merci à mes amis, Roxana, pour avoir facilité mon séjour à Lille pendant tout ces années, pour son soutien et ses encouragements; Cristina, Cristi et Alin et à toutes le personnes qui de près ou de loin m'ont apporté leur soutien et leurs encouragements.

Enfin, je remercie de tout cœur à mes parents, mes frères et à ma famille, Arthur et Ioan, pour leur soutien, leur patience et leur compréhension tout au long de ces années. Ma reconnaissance envers eux est inexprimable.



## Table de matières

<i>Avant-propos</i> .....	3
<i>Liste des figures</i> .....	11
<i>Liste de tableaux</i> .....	15
<i>Liste de notations et abréviations</i> .....	16
<i>Introduction générale</i> .....	18
<b>1 Installations Fixes de traction Electrique Ferroviaire à production et stockage intégré (IFTE hybrides)</b> .....	<b>20</b>
1.1 Introduction .....	20
1.2 Présentation et analyse du système d'alimentation électrique ferroviaire actuel .....	20
1.2.1 Description des flux énergétiques.....	21
1.2.1.1 Système d'alimentation électrique en 1500 V à courant continu.....	21
1.2.1.2 Système d'alimentation électrique en 25 kV monophasé – 50 Hz .....	22
1.2.2 Description des flux financiers associés à la consommation d'électricité de traction 24	
1.2.2.1 L'achat d'énergie sur le marché libéralisé .....	25
1.2.2.2 Les coûts d'accès au réseau de transport et de distribution public d'électricité (TURPE) 26	
1.2.2.3 Le mécanisme d'ajustement et d'équilibrage .....	28
1.2.3 Problématique vis-à-vis des enjeux énergétiques du système ferroviaire .....	29
1.3 Présentation du projet de recherche CONIFER .....	30
1.3.1 Contexte et enjeux du projet.....	30
1.3.1.1 Positionnement et objectifs de la thèse .....	31
1.3.2 Acteurs impliqués et/ou impactés par la gestion du système électrique ferroviaire 33	
1.3.2.1 Les acteurs du ferroviaire autour de la sous-station.....	33
1.3.2.2 Jeux d'acteurs des mondes du transport ferroviaire et de l'électricité et enjeux autour de l'hybridation .....	35
1.3.2.3 Définition des services que pourraient remplir le stockage .....	38
1.4 Les systèmes multi-sources dans les applications ferroviaires .....	41
1.4.1 Expansion et développement du système d'électrification ferroviaire .....	41
1.4.2 Perspectives d'hybridation en stationnaire .....	43
1.4.2.1 Applications stationnaires avec stockage.....	43
1.4.2.2 Applications stationnaires multi-sources .....	44

1.5	Concepts d'étude pour l'hybridation d'une sous-station d'alimentation électrique ferroviaire	46
1.5.1	Vision globale du « Smartgrid ferroviaire »	46
1.5.2	Définition de l'Installation Fixe de Traction Electrique Hybride	47
1.6	Conclusion	51
<b>2</b>	<b><i>Méthodologie de conception technico-économique d'une sous-station ferroviaire hybride</i></b>	<b>53</b>
2.1	Introduction	53
2.2	Problématique de conception systémique des systèmes énergétiques hybrides	53
2.3	Etude d'architectures possibles pour les sous-stations de traction électrique hybrides	54
2.3.1	Typologie des architectures électriques associées au stockage et à la production d'énergie	55
2.3.2	Analyse des critères de raccordement des installations de production au réseau ferroviaire	56
2.3.3	Architectures génériques des sous-stations hybrides	57
2.3.3.1	Configurations possibles pour les sous-stations hybrides en CC	58
2.3.3.2	Configurations possibles pour les sous-stations hybrides en CA	61
2.4	Pré-dimensionnement optimal d'une sous-station ferroviaire hybride	64
2.4.1	Problématique	64
2.4.1.1	Modélisation en vue d'un dimensionnement optimal	65
2.4.1.2	Cahier de charges et outils d'optimisation	65
2.4.1.3	Algorithmes d'optimisation pour la conception des systèmes hybrides	66
2.4.1.4	Méthodologie de pré-dimensionnement d'IFTEH	67
2.4.2	Modélisation quasi-statique des éléments de stockage et des sources de production d'une IFTEH	69
2.4.2.1	Profils de consommation énergétique des sous-stations ferroviaires	69
2.4.2.2	Modèle de pré-dimensionnement de la production photovoltaïque	70
2.4.2.3	Modèle de pré-dimensionnement de la production éolienne	70
2.4.2.4	Modèle de pré-dimensionnement du système de stockage	71
2.4.2.5	Relations économiques et description de la fonction objectif	72
2.4.2.6	Formulation du problème de gestion énergétique et description des contraintes	73
2.4.2.7	Choix de l'algorithme d'optimisation	73
2.4.3	Application de la méthodologie sur un cas d'étude	74
2.4.3.1	Formulation du problème d'optimisation	74
2.4.3.2	Données d'entrée	75

2.4.3.3	Scénarios d'optimisation et analyse des résultats .....	77
2.4.3.4	Stratégie d'optimisation prévisionnelle .....	79
2.5	Conclusion.....	80
<b>3</b>	<b><i>Gestion énergétique optimale d'une sous-station ferroviaire hybride</i></b> .....	<b>81</b>
3.1	Introduction .....	81
3.2	Synthèse des méthodes de gestion énergétique des systèmes multi-sources .....	81
3.2.1	Approche multicritères pour la supervision énergétique d'IFTEH .....	82
3.2.2	Architecture globale de l'outil de conception optimale de l'IFTEH .....	83
3.3	Principe et construction de la supervision énergétique court terme.....	85
3.3.1	Détermination du cahier des charges et spécifications du système .....	85
3.3.2	Structure du superviseur – détermination des entrées et sorties .....	85
3.3.3	Représentation graphique des modes de marche basée sur la connaissance du système	85
3.3.4	Détermination des fonctions d'appartenance.....	86
3.3.5	Représentation graphique des modes de fonctionnement flous.....	87
3.3.6	Extraction des règles de gestion .....	87
3.3.7	Définition des indicateurs de performance pour l'évaluation de la gestion énergétique .....	88
3.4	Mise en œuvre de la méthodologie de gestion énergétique par logique floue sur le cas d'application d'une IFTEH .....	88
3.4.1	Structure d'IFTEH étudiée .....	88
3.4.2	Gestion énergétique d'IFTEH.....	89
3.4.2.1	Cahier des charges et spécifications du système.....	89
3.4.2.2	Structure du superviseur .....	91
3.4.2.3	Détermination des « graphes fonctionnels ».....	93
3.4.2.4	Fonctions d'appartenance .....	98
3.4.2.5	Détermination des « graphes opérationnels » .....	99
3.4.2.6	Règles floues nécessaires pour la gestion énergétique d'IFTEH.....	104
3.4.3	Simulation et analyse des résultats de gestion énergétique d'IFTEH.....	105
3.4.3.1	Modèles et profils d'entrée .....	106
3.4.3.2	Comparaison des différents cas de gestion énergétique.....	108
3.4.3.3	Evaluation de la gestion énergétique par les indicateurs de performance ...	111
3.5	Optimisation de la gestion énergétique de l'IFTEH.....	113
3.5.1	Formulation du problème d'optimisation .....	113
3.5.2	Méthodologie mise en place pour l'optimisation des paramètres du superviseur énergétique .....	115

3.5.2.1	Analyse de sensibilité par le plan d'expérience .....	117
3.5.2.2	Optimisation par l'algorithme génétique .....	117
3.5.3	Analyse des résultats d'optimisation des paramètres du superviseur .....	125
3.5.3.1	Synthèse des optimisations effectuées .....	125
3.5.3.2	Influence de l'optimisation sur la supervision énergétique de l'IFTEH .....	125
3.6	Conclusion.....	126
<b>4</b>	<b><i>Validation expérimentale de la gestion énergétique d'une sous-station ferroviaire hybride</i></b> .....	<b>127</b>
4.1	Introduction .....	127
4.2	Rappel de la structure d'IFTEH .....	127
4.2.1	Profils d'entrée et mise à l'échelle.....	128
4.2.1.1	Mise à l'échelle temporelle.....	128
4.2.1.2	Mise à l'échelle du profil de puissance de la charge.....	128
4.2.1.3	Sélection et mise à l'échelle des profils de production renouvelable .....	129
4.2.1.4	Choix du système de stockage sur la plateforme .....	131
4.3	Architecture réseau proposée .....	132
4.3.1	Structure de commande .....	133
4.3.2	Modèle de la plateforme d'essais .....	134
4.4	Analyse des résultats expérimentaux par les indicateurs de comparaison .....	137
4.4.1	Evaluation des indicateurs à l'échelle de la plateforme.....	138
4.4.1.1	Evaluation de la CMDPS .....	138
4.4.1.2	Evaluation du coût de déséquilibre .....	138
4.4.1.3	Evaluation du coût de l'énergie consommée .....	139
4.4.1.4	Evaluation de l'apport d'EnR au sein de l'IFTEH.....	139
4.4.2	Scénarios de comparaison et essais conduits.....	140
4.4.2.1	Cas d'IFTE – essai sans apport d'EnR et du stockage.....	142
4.4.2.2	Variations sur les profils d'EnR.....	142
4.4.2.3	Variations sur la charge.....	143
4.4.2.4	Variations de l'état de charge du stockage.....	146
4.4.2.5	Variations sur la dynamique du système de stockage.....	147
4.5	Conclusion.....	148
	<b><i>Conclusion générale</i></b> .....	<b>149</b>
	<b><i>Références bibliographiques</i></b> .....	<b>152</b>
	<b><i>Annexes</i></b> .....	<b>159</b>
	Annexe A : Modèle de simulation de la plateforme d'essais .....	159

*Résumé* .....162  
*Abstract* .....162

## Liste des figures

Figure 1.1 Synoptique du système d'électrification ferroviaire actuel.....	20
Figure 1.2 Alimentation d'IFTE en tension continue.....	22
Figure 1.3 Alimentation d'IFTE en tension alternative.....	23
Figure 1.4 Gestion des contrats financiers pour la SNCF .....	25
Figure 1.5 Principe d'achat d'électricité sur le marché de gros en France.....	26
Figure 1.6 Composantes du TURPE 4 pour les consommateurs, producteurs et distributeurs	27
Figure 1.7 Services systèmes d'équilibrage du réseau à disposition de RTE [CRE-12].....	29
Figure 1.8 Objectifs et stratégie proposée .....	32
Figure 1.9 Relations contractuelles dans les mondes électrique et du transport [AND-11].....	37
Figure 1.10 Services valorisables par l'intégration du stockage .....	38
Figure 1.11 Exemple pour illustrer le service de lissage des transits de pointe [AND-11].....	39
Figure 1.12 Exemple pour illustrer le service de récupération de l'énergie de freinage .....	40
Figure 1.13 Application stationnaire à volant d'inertie du métro de Rennes [BOI-11] .....	43
Figure 1.14 Techniques de récupération d'énergie dans le réseau ferroviaire CC [PEC-14]...44	
Figure 1.15 Configuration générique pour l'insertion des PV dans une station [FAR-07].....	45
Figure 1.16 Système PV de 200 kW installé à la station de Takasaki [HAY-11].....	46
Figure 1.17 Echanges énergétiques possibles dans un « smartgrid ferroviaire » .....	47
Figure 1.18 Synoptique d'une sous-station ferroviaire hybride .....	48
Figure 1.19 Potentiel énergétique moyen en kWh solaire par an et par m <sup>2</sup> [BEN-11a] .....	49
Figure 1.20 Vent moyen annuel en France [BEN-11a] .....	49
Figure 1.21 Gisement hydraulique dans la vallée de la Maurienne [EDF-12] .....	49
Figure 2.1 Problématique de conception d'un outil de dimensionnement d'IFTEH.....	54
Figure 2.2 Hybridation d'une sous-station de traction électrique.....	54
Figure 2.3 Hypothèses d'orientation pour le choix du bus d'interconnexion.....	55
Figure 2.4 Architecture générique d'une IFTEH en CC .....	59
Figure 2.5 Vision sous-station de l'IFTEH en 1500V et interconnexion par bus CC .....	59
Figure 2.6 Vision sous-station de l'IFTEH en 1500V et interconnexion par bus CA.....	60
Figure 2.7 Vision réseau de l'IFTEH en 1500V et interconnexion par bus CC .....	60
Figure 2.8 Vision réseau de l'IFTEH en 1500V et interconnexion par bus CA.....	61
Figure 2.9 Architecture générique d'une IFTEH en CA .....	62
Figure 2.10 Vision sous-station de l'IFTEH en 25kV/50Hz et interconnexion par bus CC ....	62

Figure 2.11	Vision sous-station de l'IFTEH en 25kV/50Hz et interconnexion par bus CA	63
Figure 2.12	Vision réseau de l'IFTEH en 25kV/50Hz et interconnexion par bus CC	63
Figure 2.13	Vision réseau de l'IFTEH en 25kV/50Hz et interconnexion par bus CA	64
Figure 2.14	Classification d'algorithmes d'optimisation [BRI-07]	67
Figure 2.15	Approche d'optimisation proposée pour le pré-dimensionnement d'IFTEH	68
Figure 2.16	Profil de consommation sur une journée (discrétisé sur 24h)	75
Figure 2.17	Profil de vitesse du vent (discrétisé sur 24h)	76
Figure 2.18	Profil d'ensoleillement (discrétisé sur 24h)	77
Figure 2.19	Solution trouvée avec SQP	78
Figure 2.20	Solution trouvée avec l'AG	78
Figure 2.21	Approche d'optimisation prévisionnelle	79
Figure 3.1	Architecture de l'outil de conception optimale de l'IFTEH	84
Figure 3.2	Représentation graphique des modes de marche	85
Figure 3.3	Fonctions d'appartenance d'une variable floue (l'état de charge)	86
Figure 3.4	Graphe opérationnel du superviseur flou	87
Figure 3.5	Flux énergétiques reportés sur la structure d'IFTEH étudiée	89
Figure 3.6	Configuration énergétique d'IFTEH	92
Figure 3.7	Structure de la supervision énergétique d'IFTEH	93
Figure 3.8	Graphe fonctionnel principal	93
Figure 3.9	Graphe fonctionnel détaillé pour le mode N1	95
Figure 3.10	Graphe fonctionnel détaillé pour le mode N2	96
Figure 3.11	Graphe fonctionnel détaillé pour le mode N3	97
Figure 3.12	Fonctions d'appartenance des entrées et sorties du superviseur	99
Figure 3.13	Graphe opérationnel principal	100
Figure 3.14	Graphe opérationnel détaillé pour le mode N1	101
Figure 3.15	Graphe opérationnel détaillé pour le mode N2	102
Figure 3.16	Graphe opérationnel détaillé pour le mode N3	103
Figure 3.17	Architecture de la gestion énergétique d'IFTEH	105
Figure 3.18	Profils de consommation et de production de l'IFTEH considéré	107
Figure 3.19	Profils prévisionnel du stockage et prix d'énergie de consommation d'IFTEH	107
Figure 3.20	Modèle du stockage	108
Figure 3.21	Résultats de simulation dans le cas de la gestion LT	109
Figure 3.22	Résultats de simulation dans le cas de la gestion CT	110

Figure 3.23 Résultats de simulation dans le cas d'ajustement (LT+CT).....	111
Figure 3.24 Représentation graphique du déséquilibre économique.....	112
Figure 3.25 Variables d'optimisation des paramètres d'entrée du superviseur.....	115
Figure 3.26 Variables d'optimisation des paramètres de sortie du superviseur.....	115
Figure 3.27 Méthodologie d'optimisation des paramètres du superviseur.....	116
Figure 3.28 Résultat du plan d'expérience.....	117
Figure 3.29 Modèle d'optimisation sous Sophemis (min FO <sub>1</sub> ).....	118
Figure 3.30 Fonctions d'appartenance empiriques (bleu) et optimales (rouge) - min FO <sub>1</sub> ....	120
Figure 3.31 Résultats de simulation issus de la solution optimale (min FO <sub>1</sub> ).....	120
Figure 3.32 Fonctions d'appartenance empiriques (bleu) et optimales (rouge) - min FO <sub>2</sub> ....	122
Figure 3.33 Résultats de simulation issus de la solution optimale (min FO <sub>2</sub> ).....	122
Figure 3.34 Fonctions d'appartenance empiriques (bleu) et optimales (rouge) - min FO.....	124
Figure 3.35 Résultats de simulation issus de la solution optimale (min FO).....	124
Figure 4.1 Structure de validation expérimentale d'IFTEH.....	127
Figure 4.2 Profil de puissance de la charge (moyenne 1s).....	128
Figure 4.3 Profil de charge (moyenne 1s et 1min).....	129
Figure 4.4 Profil éolien (moyenne 1min).....	130
Figure 4.5 Profil photovoltaïque (1min).....	131
Figure 4.6 Configuration générale de la plateforme de test d'IFTEH.....	132
Figure 4.7 Schéma de câblage de la plateforme.....	133
Figure 4.8 Système de contrôle temps réel et IHM.....	134
Figure 4.9 Comparaison des puissances issues de l'expérimentation et du modèle.....	135
Figure 4.10 Zoom sur les puissances.....	136
Figure 4.11 Evolution du SOC.....	137
Figure 4.12 Tension du bus CC.....	137
Figure 4.13 Profils EnR de base (rouge) et énergétiquement équivalent (bleu).....	141
Figure 4.14 Profils de charge de base (rouge) et énergétiquement équivalent (bleu).....	141
Figure 4.15 Influence de la variation d'EnR sur la CMDPS.....	142
Figure 4.16 Influence de la variation d'EnR sur le coût de l'énergie.....	143
Figure 4.17 Influence de la variation d'EnR sur le SOC final.....	143
Figure 4.18 Influence de la variation du profil de charge sur le coût de l'énergie.....	144
Figure 4.19 Influence de la variation du profil de charge sur le taux d'autoconsommation d'EnR.....	144

Figure 4.20 Influence de la variation du profil de charge sur le SOC final.....	144
Figure 4.21 Influence des retards du profil de charge sur la CMDPS .....	145
Figure 4.22 Influence des retards du profil de charge sur le coût de déséquilibre .....	145
Figure 4.23 Influence des retards du profil de charge sur le coût de l'énergie.....	145
Figure 4.24 Influence de la variation du SOC sur la CMDPS .....	146
Figure 4.25 Influence de la variation du SOC sur le coût de l'énergie .....	146
Figure 4.26 Influence de la variation du SOC sur le coût de déséquilibre .....	146
Figure 4.27 Influence de la dynamique du stockage sur la CMDPS .....	147
Figure 4.28 Influence de la dynamique du stockage sur le taux d'autocons. d'EnR par le stockage.....	147
Figure 4.29 Influence de la dynamique du stockage sur le taux d'autocons. d'EnR par RTE .....	148
Figure 0.1 Modélisation du Bus CC, des ENR, du stockage et de l'interface AC/DC.....	159
Figure 0.2 Modélisation de la caténaire et des éléments qui y sont connectés.....	160
Figure 0.3 Remontés d'informations, superviseur et commande du stockage.....	160
Figure 0.4 Commande rapprochée du stockage.....	161

## Liste de tableaux

Tableau 1.1 Caractéristiques d'alimentation en énergie électrique d'IFTE .....	24
Tableau 1.2 Technologies de stockage retenues pour l'application ferroviaire .....	50
Tableau 1.3 Comparaison des performances de différentes technologies de stockage .....	51
Tableau 2.1 Grille d'analyse pour le choix d'architecture d'IFTEH.....	56
Tableau 2.2 Classification des variables d'optimisation et leurs limites.....	73
Tableau 2.3 Description du problème d'optimisation avec SQP.....	75
Tableau 2.4 Caractéristique du module Ni-Zn de 30 Ah [AKL-08].....	76
Tableau 2.5 Comparaison des résultats d'optimisation .....	79
Tableau 3.1 Cahier des charges pour la supervision énergétique d'IFTEH .....	91
Tableau 3.2 Extraction des règles floues de gestion à partir de graphes opérationnels.....	105
Tableau 3.3 Paramètres de simulation de l'IFTEH .....	108
Tableau 3.4 Evaluation de la supervision énergétique de l'IFTEH.....	113
Tableau 3.5 Définition du problème d'optimisation des paramètres du superviseur .....	116
Tableau 3.6 Minimiser la FO <sub>1</sub> – résultats d'optimisation.....	119
Tableau 3.7 Minimiser la FO <sub>2</sub> – résultats d'optimisation.....	121
Tableau 3.8 Minimiser la FO – résultats d'optimisation .....	123
Tableau 3.9 Synthèse des optimisations effectuées.....	125
Tableau 4.1 Résultats de l'essai sans apport d'EnR et de stockage.....	142

## Liste de notations et abréviations

ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
AG	Algorithme génétique
ANR	Agence Nationale de la Recherche
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
BT	Basse Tension ( $50V < U_n \leq 1 kV$ )
C	Source récepteur de courant (consommateur)
CAES	Compressed Air Energy Storage : technologie de stockage d'énergie à air comprimé
CA / AC	Courant Alternatif
CC / DC	Courant Continu
CMDPS	Composante Mensuelle de Dépassement de Puissance Souscrite (lié au TURPE)
CONIFER	Conception et Outils iNnovants pour un réseau électrique Intelligent appliqué au FERroviaire
CRE	Commission de la Régulation de l'Energie
CSS	Centraux Sous-stations
CT	Court terme
DCF	Direction de la Circulation Ferroviaire
DoD	Depth of Discharge (la profondeur de décharge)
DoE	Design of experiments (Plan d'expériences)
EDF	Électricité De France
EnR	Energies (nouvelles) Renouvelables
ERDF	Électricité Réseau Distribution France
GLTS	Gestion Long Terme du Système
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
GUI	Graphical user interface (Interface graphique)
HC(H/E)	Heures creuses (Hiver/Eté)
HP(H/E)	Heures pleines (Hiver/Eté)
HTA	Haute Tension niveau A ( $1 kV < U_n \leq 50 kV$ )
HTB	Haute Tension niveau B ( $U_n > 50 kV$ )
HVDC	High Voltage Direct Current : liaison en courant continu sous haute tension

IFTE	Installation Fixe de Traction Electrique ferroviaire (installations en bordure de voie de type sous-stations, postes électriques, caténaies...)
IFTEH	Installation Fixe de Traction Electrique Hybride
IGTE	InGénierie Traction Electrique
kW	KiloWatt
L2EP	Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance de Lille
LGV	Lignes à Grande Vitesse
Li-ion	Technologie de stockage électrochimique Lithium-ion
LT	Long Terme
MU	Moyenne Utilisation
MW	MégaWatt
PDS	Problème de Dimensionnement du Système
PMP	Postes de mise en parallèle (pour les sous-stations en 1500V)
RCTE	Redevance Complémentaire pour la Traction Electrique
RFF	Réseau Ferré de France
RFN	Réseau Ferrée National
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
S	Source génératrice de courant
SC	Technologie de stockage d'énergie par SuperCondensateurs
SNCF (I&R)	Société Nationale de Chemins de Fer (Direction de l'Innovation et Recherche)
SOC	State of Charge (état de charge d'un dispositif de stockage)
SQP	Sequential Quadratic Programming : méthode itérative d'optimisation nonlinéaire
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
THT	Très Haute Tension

## Introduction générale

La croissance du trafic ferroviaire prévue dans les années à venir doit faire face à la consommation croissante d'énergie qui y est liée. Pour ce faire, cette évolution doit se traduire par une gestion intelligente du réseau d'électrification afin d'optimiser les performances du système ferroviaire. Une telle évolution nécessite une rupture scientifique et technologique du système d'électrification ferroviaire. Une des solutions envisagées concerne le renforcement du réseau d'alimentation électrique ferroviaire par l'intégration de dispositifs innovants de stockage d'énergie, de nouveaux moyens de production renouvelables et délocalisés, ainsi qu'une optimisation énergétique de l'architecture des réseaux. C'est donc sur cette notion de réseau électrique intelligent que le projet CONIFER (Conception et Outils iNnovants pour un réseau électrique Intelligent appliqué au FERroviaire) dans le cadre du programme STOCK-E, financé par l'ANR, est déployé.

Inséré dans le cadre du projet CONIFER, le but de la thèse est de contribuer à la conception d'un outil de dimensionnement et de gestion énergétique des futures Installations Fixes de Traction Electrique (IFTE) à production et stockage intégrés (IFTE hybride - IFTEH). Afin de traiter ces aspects, la thèse est structurée en quatre chapitres. Le premier chapitre introduit la problématique d'hybridation des installations fixes de traction électrique ferroviaire. Les caractéristiques d'alimentation électrique en courant continu 1500V et alternatif 25kV/50Hz des sous-stations qui composent le réseau ferroviaire sont présentées dans un premier temps. Les spécifications et les besoins du système, ainsi qu'une analyse des flux énergétiques et financiers permettront d'argumenter l'enjeu de la thèse.

Pour traiter la problématique de conception optimale d'IFTEH, dans le deuxième chapitre, l'objectif est de déterminer de manière globale l'interconnexion des équipements qui permettront d'hybrider la sous-station. Le choix des technologies et le dimensionnement des moyens de production et de stockage d'énergie sont réalisés en deux étapes. Une première étape est dédiée à une étude d'architectures possibles pour l'insertion des unités de production et de stockage au sein de la sous-station ferroviaire. Dans un deuxième temps, une méthodologie d'optimisation est proposée pour le pré-dimensionnement d'une sous-station ferroviaire hybride. Cette méthodologie doit répondre, de manière globale, aux besoins énergétiques de l'IFTEH, tout en fixant un cadre de contraintes techniques et économiques pour le dimensionnement de l'installation. Ce travail a permis de mettre en évidence, la pertinence d'une approche de conception par optimisation sur cycle des variables dimensionnelles de l'installation, mais également des variables de commande du système de pilotage. La difficulté résidant dans un nombre important de variables d'optimisation, il n'a pas été possible d'utiliser un modèle d'optimisation complexe. Ainsi, un modèle en flux de puissance quasi-statique a été retenu pour la phase de pré-dimensionnement. Cela a permis d'appliquer la méthodologie développée sur un cas d'étude et de comparer plusieurs scénarios d'optimisation.

L'analyse des résultats d'optimisation a orienté les travaux du troisième chapitre, vers le développement d'une méthodologie de gestion énergétique temps réel d'une IFTEH. Dans le cadre d'une gestion intelligente du réseau ferroviaire, il apparaît judicieux de privilégier une vision énergétique relativement macroscopique.

La gestion énergétique des systèmes multi-sources en général et d'IFTEH en particulier, doit intégrer également les aspects environnementaux et économiques. Elle vise à coordonner systématiquement l'approvisionnement, la conversion, la distribution et l'utilisation de l'énergie pour répondre aux objectifs prédéfinis. Une approche multicritères, à différents horizons temporels, a été identifiée pour la stratégie de supervision énergétique adaptée au cas de l'IFTEH. L'architecture globale de l'outil de conception et gestion optimale de l'IFTEH met en évidence les deux modules à implémenter : gestion énergétique à long terme du système (GLTS), basée sur des méthodes d'optimisation et supervision énergétique à court terme, basée sur la logique floue. L'analyse des résultats de simulations est réalisée sur un cas d'étude d'une IFTEH, suivant une méthodologie de conception développée au sein de l'équipe Réseaux du L2EP. En complément, l'optimisation des paramètres du superviseur énergétique permet d'analyser l'influence du dimensionnement du système sur la gestion énergétique.

Afin de conclure sur la robustesse de la stratégie de gestion énergétique de l'IFTEH, le dernier chapitre de la thèse est dédié à la validation expérimentale. A partir de l'architecture de gestion énergétique de l'IFTEH, une validation expérimentale est réalisée en considérant des données de la sous-station Brétigny-Dourdan, de la ligne RER C 1500V CC. Une sélection de profils a été proposée, suivant une méthode de mise à l'échelle temporelle et en puissance du système ferroviaire réel. Plusieurs essais ont été comparés en vue d'une analyse de sensibilité par l'évaluation des indicateurs économiques et énergétiques de performance.

# 1 Installations Fixes de traction Electrique Ferroviaire à production et stockage intégré (IFTE hybrides)

## 1.1 Introduction

Le contexte actuel pousse les acteurs du système d'électrification ferroviaire à chercher des nouvelles solutions énergétiques leur permettant d'assurer la future demande croissante de transport. Une des solutions envisagées concerne le renforcement du réseau d'alimentation électrique ferroviaire par l'intégration de moyens de production décentralisés et des systèmes de stockage d'énergie. Ce chapitre introduit la problématique d'hybridation des installations fixes de traction électrique ferroviaire. Les caractéristiques d'alimentation électrique en courant continu 1500V et alternatif 25kV/50Hz des sous-stations qui composent le réseau ferroviaire seront présentées dans un premier temps. Les spécifications et les besoins du système, ainsi qu'une analyse des flux énergétiques et financiers permettront de définir l'enjeu de la thèse. Inséré dans le cadre du projet CONIFER, le but de la thèse est de contribuer à la conception d'un outil de dimensionnement et de gestion énergétique des futures sous-stations ferroviaires hybrides, qui intègrent des moyens de production et de stockage.

## 1.2 Présentation et analyse du système d'alimentation électrique ferroviaire actuel

Actuellement en France 88% du trafic ferroviaire national est assuré par de lignes électrifiées en 1500V continu, soit en 25kV/50Hz monophasé [BEN-11], [COU-09].

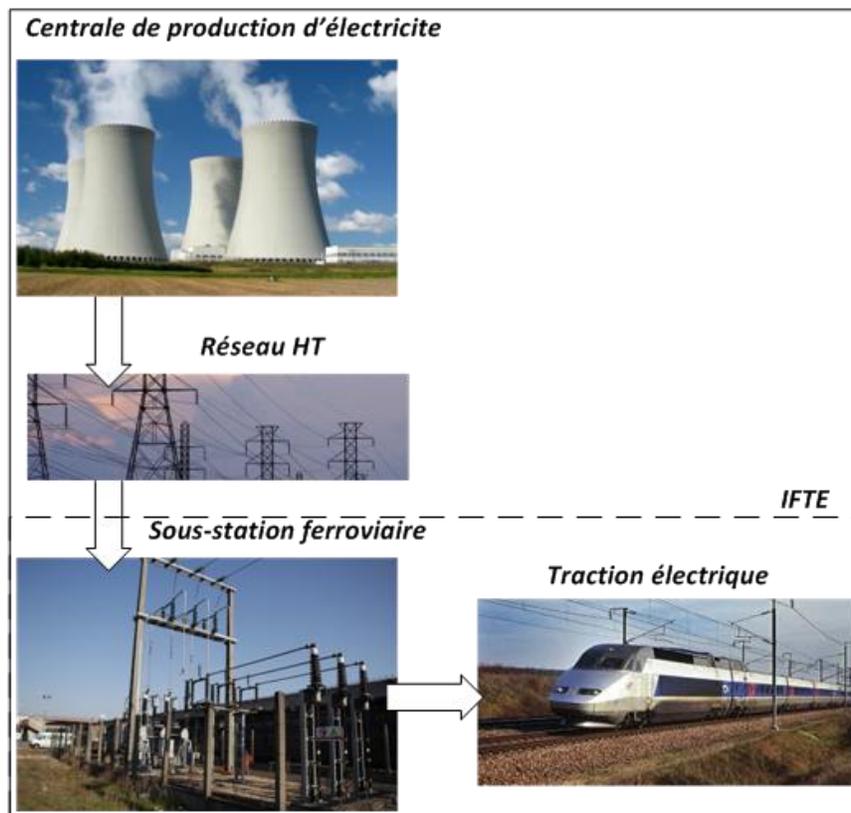


Figure 1.1 Synoptique du système d'électrification ferroviaire actuel

Le synoptique du système d'électrification actuel est présenté dans la Figure 1.1. Partant d'une distribution d'énergie à haute tension (réseau HT), les sous-stations effectuent une transformation (abaissement de la tension, conversion du courant) pour distribuer ensuite le courant, via la caténaire et le pantographe, jusqu'aux engins moteurs.

### **1.2.1 Description des flux énergétiques**

Les sous-stations alimentent les caténaires en permanence afin d'assurer la circulation normale des engins de traction électrique. Lors de phases de freinage, afin d'éviter la dissipation dans les rhéostats, l'énergie obtenue par la conversion de l'énergie cinétique des trains sert à alimenter les fonctions auxiliaires dans le train (chauffage, éclairage, climatisation etc.) ou peut être réinjectée dans la caténaire (pour alimenter les trains croiseurs) ou sur le réseau d'alimentation RTE. Le système d'alimentation électrique et la densité du trafic ont une influence considérable sur la faisabilité de la récupération d'énergie.

La distance entre deux sous-stations varie en fonction du type d'alimentation (courant alternatif ou continu), de la densité du trafic, du profil de la ligne et des types d'engins moteurs. Le contrôle et la commande des sous-stations sont effectués par des Centraux Sous-stations (CSS) dont le but est d'assurer la liaison avec le fournisseur d'énergie et la gestion de l'alimentation électrique. Le système est conçu de façon à ce que la commande du sous-système détecte immédiatement les courts-circuits ou d'autres défauts et déclenche des actions pour isoler la partie défectueuse du circuit afin de réalimenter les installations et reprendre l'exploitation [BEN-11], [COU-09].

Les architectures d'IFTE installées permettent d'adapter l'alimentation de la caténaire à partir d'un approvisionnement issu du réseau de transport d'électricité (RTE > 20kV) ou du réseau de distribution (ERDF < 20kV). Le raccordement est déterminé en relation avec RTE, en tenant compte de l'emplacement des sous-stations par rapport au réseau haute tension existant, des contraintes d'exploitation de celui-ci, ainsi que de la puissance mise en jeu. Les deux principaux systèmes d'alimentation ferroviaire sont :

- le système d'alimentation en courant continu (CC) 1500V ;
- le système d'alimentation en courant alternatif (CA) monophasé 25kV – 50Hz.

Ces deux types d'alimentation avec leurs caractéristiques propres sont présentés par la suite.

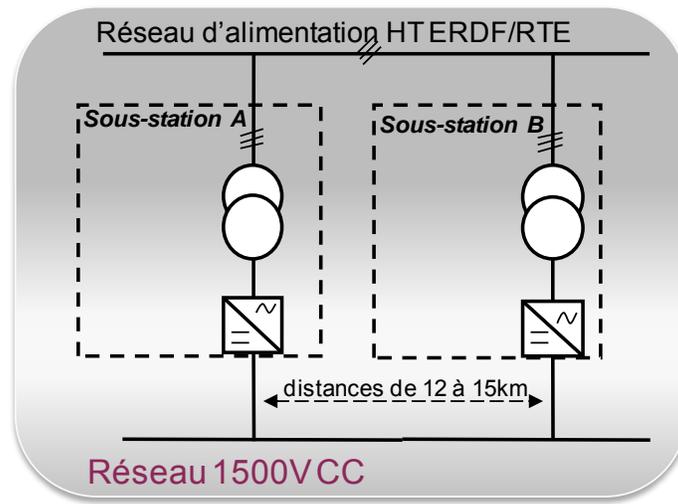
#### **1.2.1.1 Système d'alimentation électrique en 1500 V à courant continu**

L'alimentation des caténaires en CC est réalisée par transformation et redressement d'une tension triphasée délivrée par le réseau ERDF ou RTE (comme illustré dans la Figure 1.2). Les sous-stations assurent la conversion de la tension par un ou plusieurs groupes de traction en parallèle, ainsi que l'alimentation des caténaires par l'intermédiaire de disjoncteurs, d'interrupteurs et de sectionneurs et leur protection par des dispositifs associés. Le niveau de tension continue 1500V est un choix lié au moteur de traction à courant continu, commandé par l'intermédiaire d'un rhéostat. Les sous-stations sont réparties le long de la ligne ferroviaire à des distances de 8 à 15 km. La puissance nominale installée est de l'ordre de 4 MW à 10 MW. Afin de limiter les chutes de tension sur la caténaire, la mise en parallèle des deux sous-stations est possible par l'installation des postes de sectionnement ou de mise en parallèle (PMP).

Les principaux équipements d'une sous-station en 1500V CC sont :

- un poste HTB ou HTA, regroupant l'ensemble de l'appareillage HT d'alimentation, de transformation de protection et de comptage ;
- un bâtiment comprenant les redresseurs, les cellules de 1500V, l'appareillage de commande, de contrôle, de comptage, la téléphonie et le matériel de sécurité ainsi que l'équipement de services auxiliaires pour alimenter les circuits de commande, contrôle et protection de l'appareillage ;
- des portiques extérieurs 1500V CC regroupant l'appareillage d'alimentation et de protection caténaire.

Equipées de redresseurs électriquement unidirectionnels, les sous-stations en CC ne sont pas réversibles. Au niveau des engins moteurs, la traction est assurée par la transformation de l'énergie électrique absorbée à la caténaire, en énergie mécanique. Lors du freinage, l'engin convertit son énergie mécanique due à la décélération (parfois complétée par un freinage mécanique) en énergie électrique dissipée dans des rhéostats. Une partie de cette énergie pourrait être récupérée, en fonction de la proximité des convois et de la densité du trafic, pour la traction d'un autre convoi sur le même secteur d'alimentation.



*Figure 1.2 Alimentation d'IFTE en tension continue*

Des applications visant l'installation d'onduleurs pour réinjecter l'énergie alternative vers le réseau de transport ou de distribution ont déjà eu lieu, avec plus ou moins de succès, pour les sous-stations de la vallée de la Maurienne. Cependant, en raison du faible trafic et du faible rendement de ces installations, seules les sous-stations de St Michel de Maurienne et Le Freney ont encore leurs onduleurs en fonctionnement. Actuellement seul 5% des trains présents sur la ligne permettent la récupération de l'énergie de freinage.

### 1.2.1.2 Système d'alimentation électrique en 25 kV monophasé – 50 Hz

L'alimentation des caténaires en monophasé est réalisée par la transformation de la HT prélevée entre deux phases du réseau triphasé RTE (63kV – 90 kV – 225 kV – 400 kV) à une tension de 25kV (Figure 1.3). Le déséquilibre toléré par RTE lors du prélèvement de la puissance en monophasé ne doit pas dépasser 1% en valeur moyenne intégrée sur 10 minutes.



Réseau	Espacement moyen sur ligne classique	Section caténaire (en Cu)	Puissance transitée par la caténaire
1500V CC	8 à 15km avec mise en parallèle entre deux sous-stations	150 - 400 mm <sup>2</sup> (chute de tension élevée)	2,7 MW non-réversible
25kV/50Hz	40 à 100km les sous-stations ne sont pas connectées en parallèle	150 mm <sup>2</sup> (chute de tension faible)	16 MW réversible car l'énergie refoulée par les trains peut être réinjectée à la caténaire

*Tableau 1.1 Caractéristiques d'alimentation en énergie électrique d'IFTE*

### 1.2.2 Description des flux financiers associés à la consommation d'électricité de traction

Actuellement 90% du transport des voyageurs à la SNCF est assuré par des lignes électrifiées. En qualité d'opérateur ferroviaire, la SNCF achète aux fournisseurs d'énergie, l'électricité qu'elle consomme au même titre que RFF et RTE. Le coût du transport de l'électricité est quant à lui facturé à RFF par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution sur lesquels sont raccordées les installations consommatrices. RFF peut ainsi refacturer aux différents opérateurs ferroviaires la part qui leur revient. Pour la SNCF, cela se fait sous forme de RCTE (Redevance Complémentaire pour la Traction Electrique) où des Trains-Kilomètres (TKM) sont refacturés [BEN-11]. Pour la part transport de l'électricité, la SNCF est chargée par RFF d'assurer un contrôle et d'optimiser les différentes factures. Le schéma de principe des flux énergétiques et financiers est illustré dans la Figure 1.4. La consommation d'énergie de traction électrique à la SNCF génère une facture énergétique globale comprenant trois aspects [BEN-11], [CRE-12], [RTE-12] :

- l'achat de l'énergie électrique sur les marchés de gros et l'ARENH (l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique pour les fournisseurs d'électricité à un tarif réglementé de 42€/MWh) ;
- le transport d'électricité selon le TURPE ;
- le règlement des écarts entre les achats d'énergie et la consommation réelle (poste lié au mécanisme d'ajustement pour l'équilibrage du réseau électrique par RTE).

La libéralisation du marché de l'électricité, depuis le début des années 2000, est une conséquence de la directive européenne CE 96-92, qui imposait une gestion des activités inhérentes au transport de l'électricité indépendante de celles de production de l'énergie électrique [ROB-12].

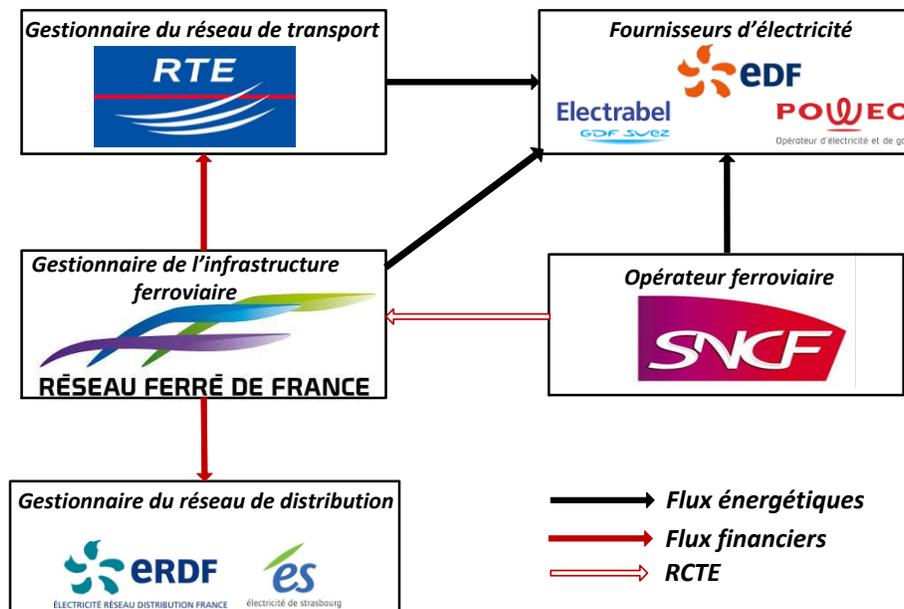


Figure 1.4 Gestion des contrats financiers pour la SNCF

### 1.2.2.1 L'achat d'énergie sur le marché libéralisé

L'ouverture à la concurrence de la production d'électricité (le 1<sup>er</sup> juillet 2007 en France, [CRE-12]), permet aux consommateurs de choisir librement leur fournisseur d'énergie suivant des offres aux tarifs réglementés (les prix sont fixés par les pouvoirs publics) ou des offres de marché (les prix sont fixés par les fournisseurs).

Le marché d'électricité est surveillé par la CRE, en collaboration avec l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) de l'Union Européenne, afin de garantir un approvisionnement énergétique ininterrompu, en développant des sources d'énergie stables et compétitives. Le marché de détail concerne la fourniture des clients finals. Par opposition, le marché de gros représente le marché où l'électricité est négociée avant la livraison sur le réseau à destination des clients finals.

Le principe d'achat d'électricité sur le marché de gros est illustré dans la Figure 1.5 [SEL-13]. Les acteurs qui interviennent sur le marché de gros sont les producteurs et les fournisseurs d'électricité ainsi que les négociants, qui achètent pour revendre, tout en garantissant la liquidité du marché [MIN-13]. Les produits négociés sont :

- les produits spot, achetés pour livraison le même jour « intraday » ou le lendemain « day-ahead » ;
- les produits à terme, achetés pour livraison différée (à échéance hebdomadaire, mensuelle, trimestrielle et annuelle).

Ces différents produits d'achat d'électricité sur le marché de gros sont caractérisés par :

- une livraison en « base », de 24h/24 et 7j/7
- une livraison en « pointe », de 8h à 20h du lundi au vendredi.

Les échanges peuvent être effectués sur plusieurs types de marché :

- de gré à gré par contrat direct entre producteur et fournisseur
- de gré à gré par l'intermédiaire des négociants ;
- bourses EEX (pour les produits à terme) et EPEX SPOT (pour les produits spot) ;

	<i>Marché de gros</i>					<b>Mécanisme d'ajustement</b>
	<b>Marché de gré à gré directe</b>	<b>Marché de gré à gré intermédié</b>	<b>Marché Spot</b>			
			<i>A terme</i>	<i>Day-ahead</i>	<i>Intraday</i>	
<b>Horizon temporel</b>	Long et moyen terme		1 mois à 3 ans	Court terme (J+1)	Très court terme (h)	Temps réel (min)
<b>Produits</b>	Standardisés ou non	Standardisés pour faciliter les échanges				
<b>Opérateur</b>	Contrat direct entre producteur et fournisseur	Négociants	EEX	EPEX Spot	RTE	
<b>Utilisation</b>			Gestion des risques (fluctuation des prix)	Ajustement production/consommation	Sécurité du réseau	

*Figure 1.5 Principe d'achat d'électricité sur le marché de gros en France*

Les prix du produit spot sont établis en fonction du prix du produit « day-ahead », négocié la veille et reflétant l'équilibre offre-demande, avant l'ajustement en temps réel. Les prix des produits à terme sont le reflet des prix spot anticipés pour une période donnée. A partir de ces coûts les fournisseurs définissent des grilles tarifaires pour les consommateurs (par exemple pour les grandes entreprises). Le mécanisme d'ajustement permet d'acheter, en temps réel par des appels d'offres et d'enchères, la puissance non utilisée ou des offres d'effacement et garantit à tout moment l'équilibre entre l'électricité injectée dans le réseau et l'électricité soutirée par les consommateurs (en France, c'est RTE qui assure la sécurité du système et administre ce marché).

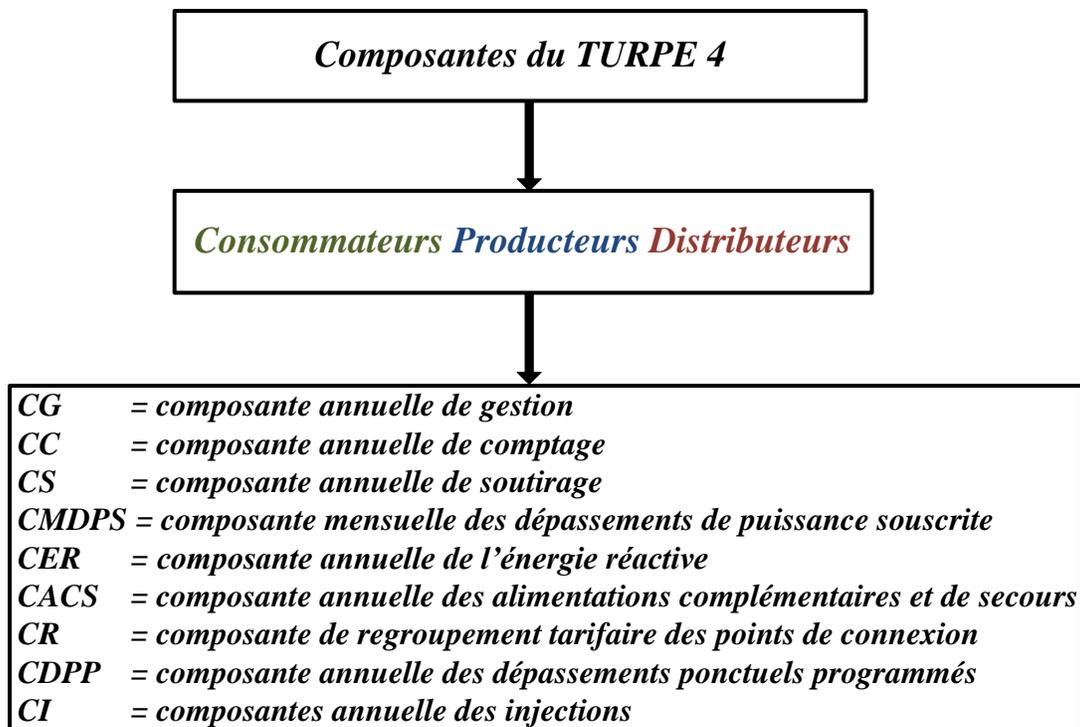
### **1.2.2.2 Les coûts d'accès au réseau de transport et de distribution public d'électricité (TURPE)**

L'acheminement de l'électricité depuis le producteur jusqu'au consommateur est assuré par le réseau de transport (RTE) et les réseaux de distribution (ERDF, Electricité de Strasbourg etc.) Pour chaque point de raccordement souhaité par un consommateur ou un producteur d'électricité, un contrat CART (Contrat d'Accès au Réseau public de Transport) ou CARD (Contrat d'Accès au Réseau Public de Distribution) est souscrit auprès du gestionnaire des réseaux d'électricité. Les aspects contractuels liés à la facturation sont définis par la CRE dans le cadre de la Tarification d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE). Cette rémunération permet de couvrir les frais d'exploitation, de maintenance et de développement du réseau de transport. Les trois principales composantes du TURPE sont :

- la composante de gestion, terme fixe lié à la gestion des contrats et appliqué à tous les utilisateurs (producteurs, consommateurs et gestionnaires de réseaux avals) en fonction de leur domaine de tension de raccordement;

- la composante de comptage qui dépend du régime de propriété du dispositif de comptage et couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission des données de comptage ;
- la composante de soutirage qui dépend du domaine de tension de raccordement et couvre principalement les charges d'exploitation et de capital liées aux infrastructures de réseau et le coût d'achat des pertes.

Avec les règles tarifaires actuellement en vigueur, un contrat TURPE 4 (du 1<sup>er</sup> janvier 2014), est établi entre RFF et RTE pour chacun des points de raccordement du réseau électrique ferroviaire au réseau de transport ou de distribution. Du point de vue consommateurs, producteurs et distributeurs, les différentes composantes de ce tarif sont détaillées dans la Figure 1.6. Par rapport aux versions précédentes du TURPE (TURP 1 en 2000, TURP 2 en janvier 2006, TURPE 3 en août 2009, TURPE 3bis en juin 2013, TURPE 3ter en août 2013) la saisonnalité tarifaire avec les différentes classes temporelles sont prises en compte dans le TURPE 4. Des classes temporelles supplémentaires de cinq à huit sont fixées par RTE et sont spécifiques aux heures de pointe, heures pleines et heures creuses (en hiver et en été). Pour la composante annuelle des soutirages fonction du domaine de tension de raccordement (CS) et les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite (CMDPS), il s'agit de considérer la variation des prix selon les saisons, les jours de la semaine et/ou les heures de la journée.



**Figure 1.6 Composantes du TURPE 4 pour les consommateurs, producteurs et distributeurs**

Pour la SNCF, la puissance optimale souscrite annuelle pour chacune des 540 sous-stations de RFF (ou ponctuellement lorsque les sollicitations d'un site ont évoluées) est définie par une « optimisation » à l'aide de l'outil DIVA [BEN-11]. Les dépassements des puissances souscrites sont autorisés mais facturés à un tarif élevé. Celui-ci est intégré dans la facture de transport de l'électricité (la CMDPS du TURPE 4).

### 1.2.2.3 Le mécanisme d'ajustement et d'équilibrage

Le dernier poste d'économie repose sur les pénalités d'ajustement des écarts entre les achats d'énergie et la consommation réelle.

Afin de garantir l'équilibrage du réseau (entre la production et la consommation d'électricité) en termes de fréquence et de tension, RTE dispose de services systèmes (voir Figure 1.7, [CRE-12]) :

- la réserve primaire (le réglage primaire de fréquence assuré par les producteurs européens interconnectés au réseau de transport de la plaque continentale européenne synchrone) est mise en œuvre automatiquement par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production, dont le système français contribue à hauteur d'environ 600MW avec les anciens groupes de production de 120MW et les nouveaux groupes de production de plus de 40 MW ;
- la réserve secondaire (réglage secondaire de fréquence assuré par le pays à l'origine de la rupture de l'équilibre) est comprise entre 500 MW et 1000 MW pour le système français, selon la plage horaire et la période de l'année et est assurée par des groupes de production de plus de 120MW;
- la réserve tertiaire pour le mécanisme d'ajustement, assurée par les producteurs et consommateurs français et des acteurs étrangers disposant de 10MW, est faite manuellement (par des appels téléphoniques) et sert à compléter les réserves primaire et secondaire pour faire face à un déséquilibre ou pour la résolution des problèmes de congestion.

Par le mécanisme d'ajustement, RTE peut solliciter les producteurs et les consommateurs pour assurer à tout moment sur le réseau l'égalité entre la quantité d'électricité injectée et la quantité d'électricité soutirée.

La participation à ce mécanisme est possible à travers des offres contractualisées (des réserves rapides et complémentaires et contractualisation auprès des consommateurs) ou non-contractualisées (dont les consommateurs, les acteurs étrangers et le GRT anglais peuvent, volontairement, faire des offres sur le marché d'ajustement français).

Pour l'aspect financier, le coût des écarts entre injection et soutirage est assuré par les responsables d'équilibre, engagés contractuellement auprès de RTE. Si RTE demande une offre qui permet d'équilibrer la production qui est inférieure à la consommation (activation à la hausse), il rémunère l'acteur au prix de l'offre.

Le cas contraire, quand RTE demande une offre qui permet d'équilibrer la production qui est supérieure à la consommation (activation à la baisse), c'est l'acteur qui rémunère RTE le prix de l'offre. Le prix des règlements des écarts est directement lié au prix des offres d'ajustement sollicitées par RTE sur le mécanisme d'ajustement et au prix du marché spot de la bourse d'électricité EPEX (cf. §1.2.2.1). Actuellement, la SNCF a déclaré une société externe en tant que responsable d'équilibre auprès de RTE.

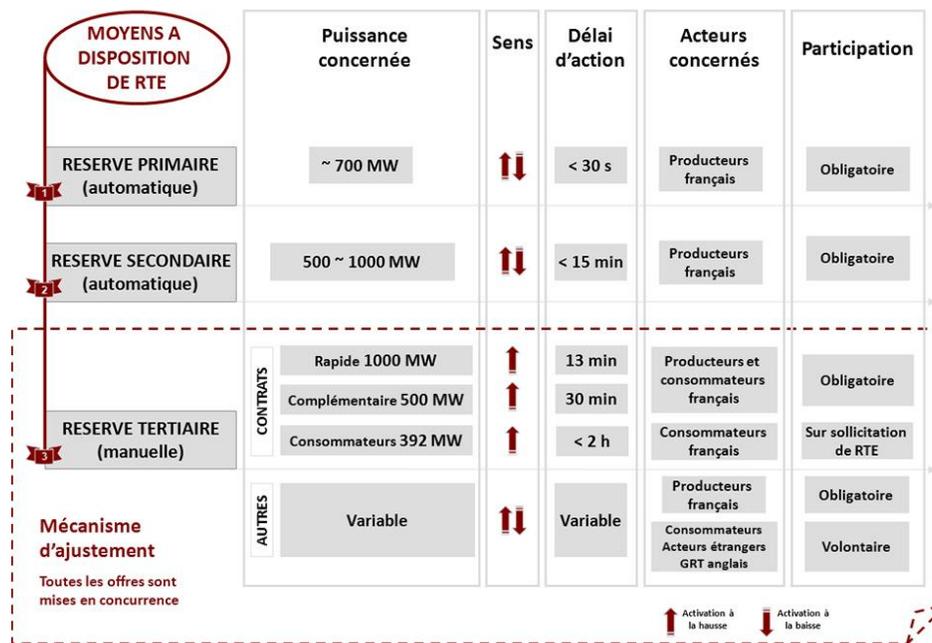


Figure 1.7 Services systèmes d'équilibrage du réseau à disposition de RTE [CRE-12]

Cette déduction atteint ses limites lorsque la puissance refoulée par la sous-station est supérieure à la puissance consommée, sur une durée de 10 minutes. Arrivée à ce stade, la puissance sur 10 minutes ne pouvant être négative, le fournisseur d'énergie considère que la sous-station n'a pas consommé sur cette période. Afin de maîtriser cette dépense énergétique, il faudrait prévoir les achats d'électricité et réduire au maximum les écarts entre la consommation réelle et prévue.

### 1.2.3 Problématique vis-à-vis des enjeux énergétiques du système ferroviaire

Le dernier rapport de l'agence internationale de l'énergie (AIE) sur les perspectives énergétiques dans le monde [IEA-13], précise que la part des renouvelables dans l'utilisation de l'énergie primaire, selon les nouveaux scénarios politiques, va augmenter de 13% en 2011 à 18% en 2035. Cela résulte de la demande fortement croissante de générer de la puissance, produire de la chaleur et fabriquer des carburants de transport à partir des sources renouvelables modernes.

Avec la croissance continue de l'hydroélectricité, de la bioénergie et l'expansion rapide de l'éolien et du photovoltaïque, les renouvelables deviennent ainsi la deuxième source d'électricité en 2015 et s'approche du charbon en tant que première source à l'horizon 2035. Des investissements importants sont prévus pour des nouvelles lignes de transmission et de distribution afin d'intégrer les renouvelables dans les réseaux. L'augmentation de la génération à partir de l'éolien et du PV a des impacts au niveau du système électrique et du marché de l'électricité. Cela peut se traduire par une réduction de la rentabilité des autres générateurs, mais peut aussi stimuler des changements dans la vision du marché. En effet, le développement continu, à grande échelle des technologies de production renouvelable peut engendrer des réductions des coûts compétitifs par rapport au prix de l'électricité sur le marché.

Le recours à l'électrification serait un moyen relativement efficace, pour soulager la problématique du changement climatique au niveau mondial. Afin de contribuer à la réduction des émissions CO<sub>2</sub>, le développement d'EnR pourra apporter ses bénéfices en termes de réduction des polluants, renforcement de la sécurité énergétique, réduction de la facture liée aux

importations de combustibles fossiles et éventuellement, favoriser le développement économique [IEA-13]. A ce stade, le défi est lié à la conception des plans de support efficaces et économiques pour l'intégration des EnR, sans endommager les infrastructures existantes et en minimisant les effets indésirables.

Les incertitudes dans l'environnement économique et au niveau des réglementations du secteur politique jouent énormément sur la fluctuation du prix de l'énergie sur les marchés d'électricité. A ce niveau, toute entreprise qui consomme de l'énergie et qui investit doit se soucier de l'évolution des prix de l'énergie. En tant que leader européen sur le secteur des transports, et avec une croissance nette de la consommation d'électricité de traction, la SNCF doit se doter des outils prévisionnels et des stratégies lui permettant de faire face à la future demande énergétique.

### **1.3 Présentation du projet de recherche CONIFER**

#### **1.3.1 Contexte et enjeux du projet**

L'électrification massive du réseau ferroviaire situe en 2014 la SNCF comme le plus grand consommateur d'électricité en France. Cette consommation d'énergie de traction électrique était de l'ordre de 7,5 TWh en 2014.

Les prévisions liées à la croissance du trafic ferroviaire estiment un quadruplement de la demande de transport de voyageurs à l'horizon de 2030 [BEN-11], [CON-10]. Outre cet aspect, la recherche continue pour diminuer le temps de parcours est priorisée. En conséquence, la facture énergétique engendrée par cette consommation est en constante augmentation. Du point de vue économique, il ne faut pas négliger les fluctuations du prix d'électricité sur le marché libéralisé pouvant engendrer des risques de surcoût jusqu'à 100M€ par an. A part ces problématiques de consommation et de coûts économiques, l'adéquation entre les capacités actuelles de production d'électricité et les besoins énergétiques en augmentation ne peut pas être négligée. Cela est nécessaire afin d'éviter, en cas de surconsommation, le risque de délestage électrique de zones géographiques entraînant la rupture d'alimentation des réseaux ferrés associés.

C'est dans cette vision que le projet CONIFER s'insère, en répondant à l'appel d'offre ANR dans le cadre du programme STOCK-E. L'enjeu principal consiste à rechercher et proposer des solutions techniques pour confronter la future demande de transport. Pour parvenir à ce besoin dans le cadre du projet, la SNCF se propose de traiter ces problématiques à trois niveaux différents:

- économique, par la maîtrise et l'optimisation de la consommation et de la facture énergétique ;
- social, par la garantie de fonctionnement d'un marché du transport ferroviaire en pleine croissance ;
- environnemental, par l'amélioration de l'empreinte environnementale de la production de l'énergie électrique ferroviaire et la réduction des émissions CO<sub>2</sub>.

Les solutions proposées dans ce sens par l'évolution actuelle des réseaux électriques, ciblent l'intégration des moyens propres de production et de stockage, à l'aide de stratégies de gestion optimisées. Le contexte du projet amène donc à considérer une nouvelle manière d'exploiter l'énergie électrique dans le réseau ferroviaire. Cela implique l'évolution du système d'alimentation électrique ferroviaire par l'intégration des moyens de stockage d'énergie et de

production décentralisée. La mise en œuvre et l'exploitation de ce futur système d'électrification ferroviaire nécessite le développement de nouveaux outils de dimensionnement technico-économique pour la conception optimale. Pour développer ces outils, une décomposition aux deux échelles de l'infrastructure ferroviaire est envisagée:

- à l'échelle locale d'une IFTE (installations en bordure de voie de type sous-stations, postes électriques, caténaires...) afin d'aboutir à une conception d'installations électriques hybrides intégrant de la production et du stockage d'énergie ;
- à l'échelle du réseau réduit, que peut constituer une ligne de chemin de fer, afin d'intégrer la conception systémique et la gestion de réseaux électriques ferroviaires intelligents (des plusieurs IFTE hybride).

Suivant cette décomposition, deux sujets de thèse ont été définis dans le cadre du projet CONIFER. Dans le même ordre, ces deux sujets sont:

- « Conception et gestion énergétique optimale des Installations Fixes de Traction Électrique Ferroviaire à production et stockage intégré (IFTEH) – application au cas d'un futur réseau ferroviaire intelligent composés d'IFTEH » (traité par la SNCF, Direction d'Innovation et de la Recherche et le laboratoire L2EP) ;
- « Conception et gestion énergétique des futurs réseaux électriques intelligents – application au cas d'un futur réseau électrique ferroviaire intelligent composé d'IFTEH » (traité par la SNCF, Direction d'Innovation et de la Recherche et le laboratoire G2ELab).

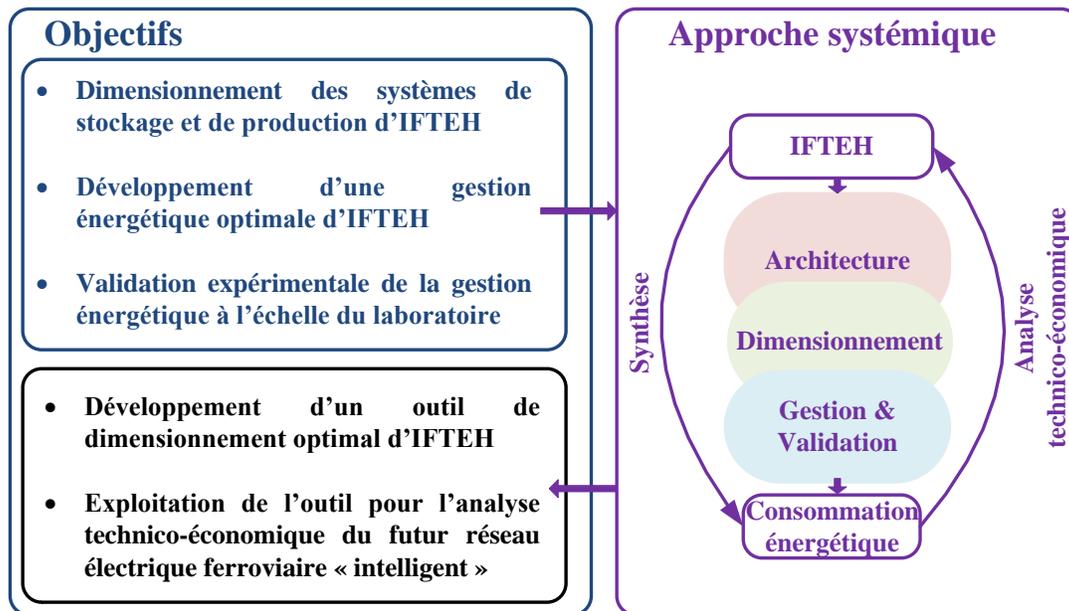
### **1.3.1.1 Positionnement et objectifs de la thèse**

Les travaux de thèse concernent la partie du projet qui traite de la conception et de la gestion des nouvelles sous-stations de traction électrique hybrides. Cela concerne à la fois la rénovation des sous-stations existantes mais aussi la conception de nouvelles sous-stations (par exemple pour de nouvelles LGV 2 x 25kV). Les nouvelles sous-stations prendront en compte les sources d'énergie actuellement disponibles. La source principale est issue du réseau RTE/ERDF, via un système de transformation (CA ou CC) et de l'énergie récupérée sur le réseau ferroviaire lors de phases de freinage électrique des engins de traction.

Le choix des sources additionnelles pour une IFTE donnée dépendra du gisement disponible (caractéristiques météorologiques), des caractéristiques de l'environnement de l'IFTE (plaine, boisé, montagneux...), des surfaces disponibles et d'un optimum technico-économique intégrant les besoins énergétiques identifiés. Les nouvelles sources envisagées sont les systèmes de production d'énergie comme l'éolien, le photovoltaïque, l'hydraulique, la turbine à gaz ou des systèmes de cogénération.

Le choix des caractéristiques en énergie, puissance et dynamique des systèmes de stockage sera fonction des services qui pourront être fournis et valorisés aux différents acteurs (infrastructure ferroviaire, producteur d'énergie renouvelable, réseau fournisseur d'électricité...). Les moyens de stockage à considérer sont : le stockage inertiel, les batteries, les supercondensateurs et éventuellement les systèmes de stockage hydraulique connectés au réseau fournisseur d'électricité.

Pour la SNCF, l'objectif industriel est de développer un outil de dimensionnement optimal des futures IFTE hybrides. Ce dimensionnement tiendra compte des contraintes liées à la sous-station (le type d'électrification, l'interface avec RTE,...), à son application (trafic sur la ligne, profil de puissance demandée, consommation des auxiliaires,...) et aussi de la fiabilité et de la bonne complémentarité des composantes envisagées pour l'hybridation. L'exploitation de l'outil permettra d'effectuer des analyses technico-économiques, sur des scénarios choisis, afin d'étudier les performances d'un futur système d'électrification ferroviaire « intelligent ».



*Figure 1.8 Objectifs et stratégie proposée*

La démarche scientifique permettant d'atteindre cet objectif est basée sur le principe de l'approche systémique [AKL-08], [WEI-75]. En fonction de la « finalité » du système, la conception des architectures des systèmes technologiques peut comporter trois phases d'analyse : opérationnelle, fonctionnelle et physique [MEI-09]. Si le but final de l'hybridation est de maîtriser la consommation énergétique et de contribuer à la réduction de la facture énergétique, il faut explorer le système d'IFTE hybride dans sa complexité.

Avec l'intégration de la production et du stockage d'énergie, des nouvelles interactions au sein du système vont apparaître. L'hybridation d'IFTE impose d'ailleurs une rupture technologique et scientifique à l'échelle du réseau ferroviaire (tant du point de vue technique qu'économique). Dans ce sens, une analyse opérationnelle des architectures possibles pour les IFTE hybrides, intégrant du stockage, doit être effectuée en priorité. Pour ce qui est de l'analyse fonctionnelle et physique de l'IFTE hybride, une décomposition en trois grandes étapes est envisagée dans le cadre de la thèse (Figure 1.8). La première traitera les aspects liés à la modélisation et au dimensionnement des nouveaux éléments physiques de stockage et de production intégrés au sein de l'IFTE. La seconde étape abordera le développement d'une stratégie de gestion énergétique optimale des sous-stations hybrides. Les couplages entre le dimensionnement du système et sa gestion énergétique seront également étudiés dans cette étape. La dernière étape concerne la validation expérimentale de la gestion à échelle réduite afin d'analyser la robustesse de la supervision énergétique de l'IFTE hybride. Cette validation sera

effectuée sur la plateforme d'essais du laboratoire et permettra la mise au point et la maîtrise de la stratégie de supervision.

### **1.3.2 Acteurs impliqués et/ou impactés par la gestion du système électrique ferroviaire**

Le système électrique ferroviaire constitue un réseau complexe de par la libération d'un certain nombre d'activités et des liens avec le système électrique français. Les acteurs majeurs du ferroviaire tels que la SNCF et RFF établissent des relations contractuelles pour garantir un bon fonctionnement du transport ferroviaire. A leur tour, les autres acteurs établissent aussi des relations contractuelles sans l'implication directe des acteurs principaux pour l'accomplissement de ce service.

L'intégration des énergies renouvelables et des unités de stockage dans les sous-stations ferroviaires modifiera les relations actuelles entre ces acteurs. La situation contractuelle dépendra du propriétaire du stockage, de l'exploitant et du client réceptionnant le service. Il est nécessaire donc de définir chacun de ces acteurs et les relations existantes entre eux, actuellement et dans la perspective de l'hybridation.

#### **1.3.2.1 Les acteurs du ferroviaire autour de la sous-station**

Dans [AND-11] les principaux acteurs identifiés autour de la sous-station ferroviaire sont :

##### *a) Les entreprises ferroviaires pour le transport de voyageurs, de marchandises et de fret*

Bien qu'ouvert à la concurrence, le transport ferroviaire en France est en majeure partie dominé par la SNCF. Après la séparation entre infrastructure et exploitation conduisant à la création de RFF en 1997 (réformes prévues par l'Union Européenne en 1990 et 2000), la SNCF demeure un groupe comportant cinq principales branches (SNCF Infra, SNCF Proximité, SNCF Voyages, SNCF Geodis et Gares & Connexions) [SNC-12].

D'autres acteurs de grande taille, impliqués dans le transport ferroviaire français pour le transport des voyageurs sont : la Société Nationale des Chemins de Fer Belges (SNCB), l'entreprise ferroviaire publique allemande Deutsche Band (DB), l'entreprise ferroviaire italienne (Trenitalia), la Société Nationale des Chemins de Fer Espagnols (RENFE)... Pour relier les grandes agglomérations de l'Union Européenne, ces acteurs établissent des accords sous la forme des entreprises ferroviaires européennes comme : Eurostar (collaboration entre SNCF et les entreprises ferroviaires britannique et belge), Thalys (assurant le transport entre la France, la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas, autour de l'axe Paris-Bruxelles), Lyria (à l'initiative de la SNCF et des Chemins de Fer Fédéraux suisses)...

En termes de transport de marchandise et de fret, les entreprises les plus actives sont : *CFL Cargo* (joint-venture entre la Société Nationale de Chemins de Fer Luxembourgeois et le groupe *ArcelorMittal*, leader mondial de l'industrie sidérurgique), CFR (Chemin de Fer Régional pour fournir un service de Transport en Bourgogne et en Franche-Comté), *Colas-Rail* (suite à la fusion de *Spie Rail* et de *Seco Rail*), Europort Channel (une entreprise ferroviaire du groupe Eurotunnel)...

##### *b) Opérateurs et commercialisateurs*

Les commercialisateurs s'occupent de la vente de billets et de places (*voyages-sncf.com*, *eurostar.com*, *idtg.com*, *tg.com*, *tg-europe.com*...). Grace à l'essor du réseau à grande vitesse et à la

hausse du trafic régional (TER), le trafic ferroviaire connaît une augmentation forte face au transport aérien. Pour proposer des offres complètes de voyage, Air France est donc obligée d'acheter des places à la SNCF en vue de les revendre. La réciprocité existe (voyage-sncf.com). Ces opérateurs décident du nombre de trains à faire circuler suivant le flux de voyageurs. Des opérateurs régionaux jouent des rôles importants pour la vente de places dans les axes régionaux (par exemple, la Région Nord-Pas de Calais est un opérateur du ferroviaire) [AND-11].

*c) Les producteurs centralisés d'électricité*

L'énergie électrique circulant dans le système électrique, et nécessaire pour faire circuler les trains, est produite dans les centrales électriques. EDF, le producteur historique d'énergie électrique en France, détient 85% des parcs installés [EDF-12]. Caractérisée par une prépondérance nucléaire dans son bilan de production (75%), l'entreprise exploite un parc de 58 réacteurs en fonctionnement. Les autres sources de production d'énergie sont : l'hydroélectricité (11,9%), le thermique (10,6%) et le renouvelable (2,4%). Parmi les compagnies concurrentes à EDF on peut rappeler Electrabel GDF-SUEZ et POWEO [AND-11].

*d) Les gestionnaires du réseau de transport (RTE) et de distribution d'électricité (ERDF)*

Le transport de l'énergie électrique sous haute tension, produite dans les centrales électriques, est effectué par RTE. De caractère public, RTE doit assurer le bon fonctionnement et la sûreté du système électrique français. Un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau (producteurs et consommateurs) doit être garanti par RTE. En tant que gestionnaire du réseau de transport, RTE comprend deux sous-ensembles avec : des lignes de grand transport à 400kV (acheminant l'électricité aux distances de plusieurs centaines de km et assurant le raccordement des lignes d'interconnexions avec les centrales nucléaires et les pays voisins) et des lignes de répartition régionale à 225 kV, 90 kV et 63kV (assurant la répartition régionale jusqu'au réseau de distribution de 20kV et aux grandes industries). La majorité de sous-stations étant alimentée sous haute tension par RTE, fait du dernier un acteur majeur du secteur ferroviaire.

Le réseau de distribution ERDF est connecté au réseau RTE et garantit de la continuité du service public d'électricité. ERDF est donc un acteur non-négligeable du système ferroviaire.

*e) Le gestionnaire du réseau ferré national (RFF)*

En tant que propriétaire et gestionnaire du réseau ferré français depuis 1997, RFF définit les objectifs pour la gestion du trafic, de fonctionnement et d'entretien du réseau ferré et électrique. Sa principale activité commerciale consiste dans la vente des créneaux horaires permettant de faire circuler les trains d'un point à un autre (des sillons) [AND-11], [RFF-12]. Certaines activités au sein du RFF sont déléguées à d'autres acteurs.

Pour la maintenance et le développement du réseau, RFF délègue les travaux de construction et de modernisation de ses infrastructures à des entreprises mandataires telles que : SNCF, SCET, XELIS, SYSTRA, SETEC qui doivent respecter ses exigences en termes de développement durable [RFF-12]. Des contrats de partenariat sur des projets de construction de LGV peuvent également être délégués à des entreprises spécialisées dans les grands projets d'infrastructure comme Eiffage, Vinci, Bouygues etc. Les activités de maintenance et renouvellement sur le réseau existant sont assurées, selon la loi par SNCF Infra (déléguée par RFF).

L'activité liée à la gestion du trafic et des circulations est assurée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2010, pour le compte de la RFF, par la Direction de la Circulation Ferroviaire (DCF) [RFF-12]. Entité

indépendante au sein de la SNCF, la DCF assure l'accès équitable au réseau, en toute transparence, pour toutes les entreprises ferroviaires.

*f) Les acteurs liés à la sécurité et au libre accès au réseau*

L'établissement public de sécurité ferroviaire (EPSF) agit conformément aux directives 2004/49/CE, pour le compte du ministère chargé des transports. Il doit disposer de toutes les compétences nécessaires en matière de sécurité ferroviaire indépendamment des opérateurs ferroviaires. EPSF est chargé de délivrer un certain nombre d'autorisations et de s'assurer, au moyen d'audits et de contrôles, que les exigences réglementaires sont respectées. Cela est nécessaire afin de garantir l'homogénéité des conditions techniques et de sécurité de l'exploitation pour l'interopérabilité des réseaux européens [RFF-12].

L'autorité de régulation des activités ferroviaires (ARAF), créée par la loi ORTF/2009 est une autorité administrative indépendante, chargée de garantir l'égalité de traitement entre tous les acteurs du système ferroviaire. Elle s'assure que l'accès au réseau ferré national est fait dans des conditions égales pour toutes les entreprises ferroviaires, et que l'ouverture progressive à la concurrence n'est pas entravée par les règles régissant la tarification des infrastructures.

L'autorité de la qualité de service dans les transports, installée depuis 2012, incite les opérateurs à améliorer la qualité de service dans les transports par la publication d'indicateurs fiables sur la régularité, la ponctualité et la qualité de l'information diffusée aux voyageurs. Elle informe également les voyageurs sur leurs droits et démarches à faire en cas de retard ou d'annulation de trains.

### **1.3.2.2 Jeux d'acteurs des mondes du transport ferroviaire et de l'électricité et enjeux autour de l'hybridation**

Des relations contractuelles sont établies entre les acteurs du ferroviaire et de l'électricité pour le bon fonctionnement du trafic ferroviaire. Des négociations entre les entreprises ferroviaires, les opérateurs et les commercialisateurs s'occupant du transport ont lieu, pour la vente des places et des billets. Suivant le flux de voyageurs, ce sont les opérateurs et commercialisateurs qui organisent le nombre de trains à faire circuler pour chaque entreprise ferroviaire. Ces deniers veillent à ce que les transports se fassent dans de bonnes conditions : éviter les pannes des engins et les retards. Ces négociations mutuelles s'encadrent dans un contrat unique du type *c2* comme représenté dans la Figure 1.9 [AND-11].

Pour effectuer le transport des voyageurs et des marchandises sur les voies du réseau ferré national, les entreprises ferroviaires paient à RFF des péages pour faire circuler leurs trains. En tant que gestionnaire du réseau ferroviaire, RFF met aussi à leur disposition les sillons et les infrastructures leur permettant d'exercer leur activité, au même titre que la SNCF.

Concernant les achats des pertes électriques dans le réseau ferroviaire, les compteurs installés sur les nouveaux trains servent à quantifier l'énergie que ces derniers consomment. Un pourcentage du bilan final d'énergie consommée est affecté aux pertes totales dues au transport d'électricité. En conséquence, l'entreprise ferroviaire propriétaire de ces trains paie à RFF le prix estimé pour ces pertes électriques en ligne. En attendant le déploiement complet des compteurs sur tous ses trains, la SNCF s'engage à payer l'ensemble des pertes restantes sur le réseau ferroviaire. L'intégration du stockage au cœur de ce système va bouleverser les flux d'énergie électrique et aura probablement une influence directe sur les pertes et leur facturation.

La majorité des sous-stations ferroviaires de RFF sont alimentées en électricité par RTE. Une relation contractuelle bipartite existe entre ces deux entités puisque RFF paye une puissance souscrite par sous-station raccordée.

Dans un contexte libéralisé, on imagine que RFF ne devrait pas refacturer auprès des entreprises ferroviaires l'accès au prorata de la puissance consommée, mais qu'il pourrait y avoir un contrat entre chacune des entreprises ferroviaires et RTE ou ERDF, selon le cas (Figure 1.9).

Du côté de RTE, des contrats avec les producteurs centralisés sont établis pour le transport de l'électricité nécessaire pour l'alimentation des engins de traction. Ces contrats, financiers et matériels, concerne tous les consommateurs d'électricité de la totalité du système électrique [AND-11]. Les contrats d'achat d'électricité sont établis entre les entreprises ferroviaires et les producteurs centralisés via une deuxième catégorie d'opérateurs et commercialisateurs (d'électricité, Figure 1.9). Ces activités d'achat et de vente d'électricité sont opérées par des traders sur le marché boursier (cf. §1.2.2.1). Les compagnies productrices d'électricité et les entreprises ferroviaires ont leur propre branche de trading (pour la SNCF il s'agit de SNCF Energie, comme il est mentionné dans les rapports techniques de la CRE [CRE-12]).

Par l'intégration des unités de stockage et de production d'énergie renouvelable dans les sous-stations ferroviaires, de nouveaux acteurs vont apparaître. Leur apparition pourrait contribuer à l'amélioration de la fiabilité et de la flexibilité du réseau ferroviaire, mais aussi du système électrique en entier. Ces installations peuvent donc appartenir à certains des acteurs mentionnés précédemment mais aussi à de nouveaux acteurs entrants. L'appartenance de l'unité de stockage à l'une des entités dépend principalement des services que le stockage peut rendre. Des services peuvent intéresser les entreprises ferroviaires (notamment la SNCF), RFF, RTE/ERDF, mais aussi les producteurs d'énergie renouvelable. En fonction des services identifiés, l'appartenance de l'unité de stockage à l'une ou à l'autre de ces entités, peut entraîner un changement du schéma global des contrats existants entre ces différents acteurs.

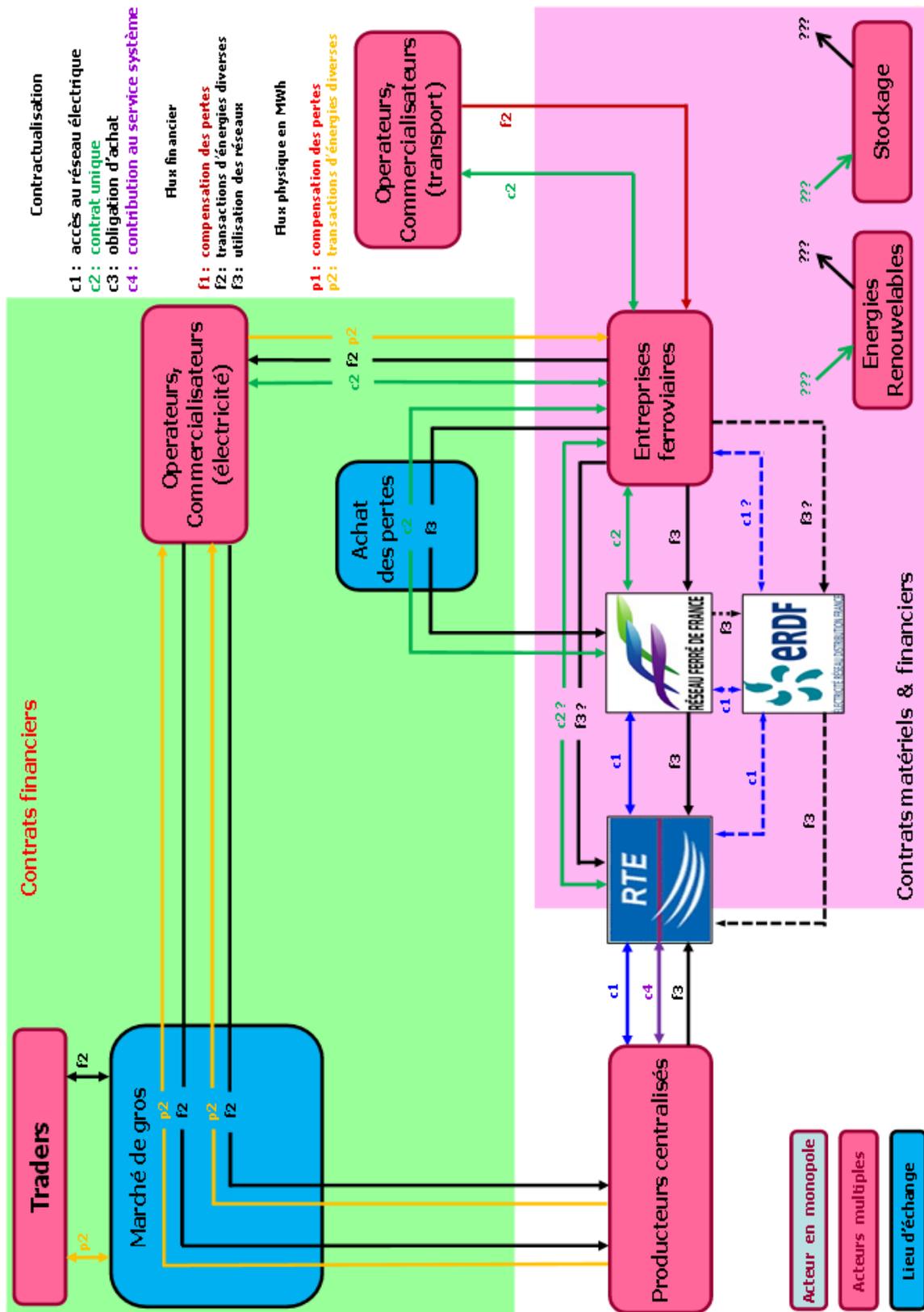


Figure 1.9 Relations contractuelles dans les mondes électrique et du transport [AND-11]

### 1.3.2.3 Définition des services que pourraient remplir le stockage

Un état de l'art a été effectué dans [AND-11], pour envisager les potentiels services valorisables par l'implantation d'un système de stockage dans une future sous-station hybride. Ces différents services dépendent des parties prenantes du système électrique ferroviaire, comme illustré dans la Figure 1.10.

<i>Infrastructure ferroviaire</i>	<i>RTE</i>	<i>Producteur EnR</i>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lissage de transit de pointe</li> <li>• Réglage local fin de tension</li> <li>• Renvoi de la tension en local</li> <li>• Compensation de l'énergie réactive</li> <li>• Qualité de l'énergie électrique en interne</li> <li>• Qualité de l'énergie soutirée à RTE</li> <li>• Récupération d'énergie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Réglage de fréquence</li> <li>• Réglage de tension</li> <li>• Gestion des congestions</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Report d'injection</li> <li>• Garantie de la production</li> <li>• Lissage des fluctuations à court-terme</li> </ul>

*Figure 1.10 Services valorisables par l'intégration du stockage*

#### *a) Services du stockage à valeur « Infrastructure ferroviaire »*

Les services du stockage à valeur « Infrastructure ferroviaire » sont les services qui pourraient intéresser les exploitants ferroviaires (principalement la SNCF) et/ou le gestionnaire du réseau ferroviaire, RFF.

Le lissage de transit de pointe apparaît comme une priorité dans ce cas, vu les estimations liées à l'augmentation du trafic ferroviaire (et donc de la puissance transitée) dans les prochaines années. Pendant les heures de pointe, lorsque le prix de l'électricité est le plus cher, les capacités nominales des transformateurs de la sous-station (ou les puissances souscrites par abonnement) pourraient être largement dépassées (Figure 1.11). Le stockage pourrait donc servir à injecter une puissance additionnelle afin d'atténuer ces surcharges. Cela pourrait se réaliser en profitant des moments de moindre consommation des trains et d'un prix moins cher de l'électricité pour charger le stockage. Par ce service, la puissance souscrite à RTE pourrait être réduite et le coût de l'énergie consommée diminué.

Les chutes de tensions entre deux sous-stations sont inévitables dans le réseau ferroviaire et ce, en fonction de la distance et de la demande en puissance. Si l'on considère que ces chutes de tension sont maximales au milieu des deux sous-stations [AND-11], on peut se servir d'un système de stockage pour le réglage de la tension dans les plages conventionnelles. Si le stockage était localisé dans une sous-station, la tension locale pourrait dépasser les limites imposées par RTE et RFF.

Le renvoi de la tension en poche locale est un autre service que pourrait fournir le stockage. Bien que les sous-stations comportent une double alimentation pour garantir la continuité de

service en cas de défaut, un incident peut toujours arriver en amont des deux sous-stations lorsque leurs transformateurs se retrouvent simultanément indisponibles. La continuité du fonctionnement du réseau ferroviaire étant obligatoire, du moins en partie pour faire face à des situations d'urgence et pour garantir le fonctionnement en permanence des dispositifs de sécurité (signalisation, éclairage,...), le stockage peut s'avérer comme une solution de relève d'alimentation (ou relais) en local. Cette alimentation de relève provisoire peut aussi permettre la réalimentation d'une ou deux voies en cas de force majeure et ce, en fonction du dimensionnement du stockage et de la chaîne de conversion associée (par exemple dans le cas d'un train bloqué quelque part sur un pont).

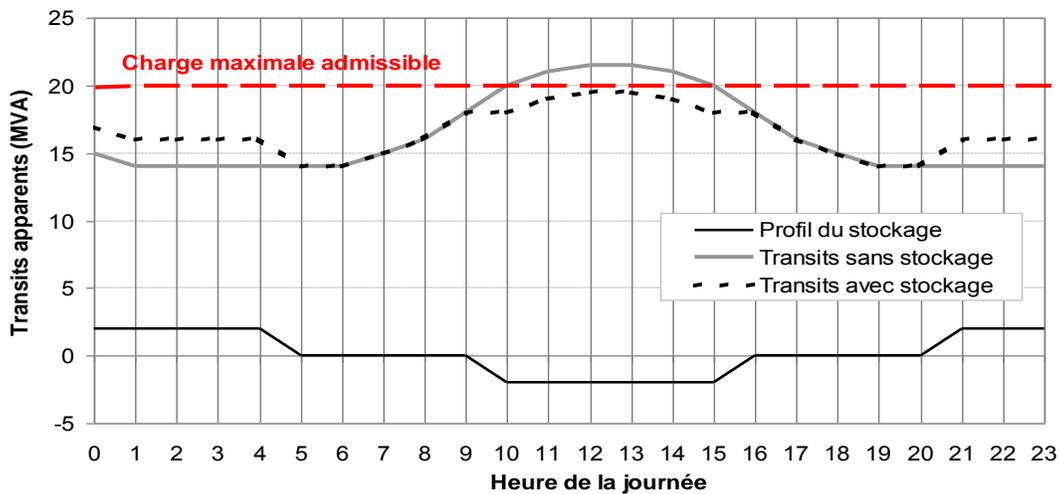


Figure 1.11 Exemple pour illustrer le service de lissage des transits de pointe [AND-11]

La compensation de l'énergie réactive est une contrainte imposée par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) au gestionnaire du réseau ferré (RFF) [BEN-11]. Actuellement, des batteries de condensateurs sont installées au niveau du poste source de la sous-station dans ce but. Ces batteries sont enclenchées et déclenchées automatiquement par un relais varmétrique [AND-11]. Cependant, cette compensation peut manquer de précision vu que les condensateurs sont raccordés ou déconnectés par gradins. Le stockage, raccordé dans la sous-station, permettrait a priori une compensation du réactif avec une grande finesse et rapidité grâce aux avancées des convertisseurs électroniques de puissance.

La qualité de l'énergie électrique en interne pourrait être améliorée par le raccordement du stockage dans la sous-station. A titre de service additionnel, le stockage peut être sollicité pour éliminer les fluctuations rapides ou les creux de tension éventuels. De même, pour dépolluer l'énergie électrique soutirée au réseau HT, l'unité de stockage pourrait jouer le rôle de dispositif de filtrage actif pour minimiser les distorsions harmoniques (dues aux convertisseurs utilisés dans les locomotives).

La récupération d'énergie de freinage est un service indispensable pour rentabiliser le stockage. Dans le cas des sous-stations en alternatif, plutôt que de renvoyer la puissance lors des phases de freinage des trains vers le réseau RTE, elle pourrait être emmagasinée dans des unités de stockage pour la réutiliser ultérieurement. Cette solution est également possible pour les sous-stations en continu non réversibles, comme illustré dans la Figure 1.12.

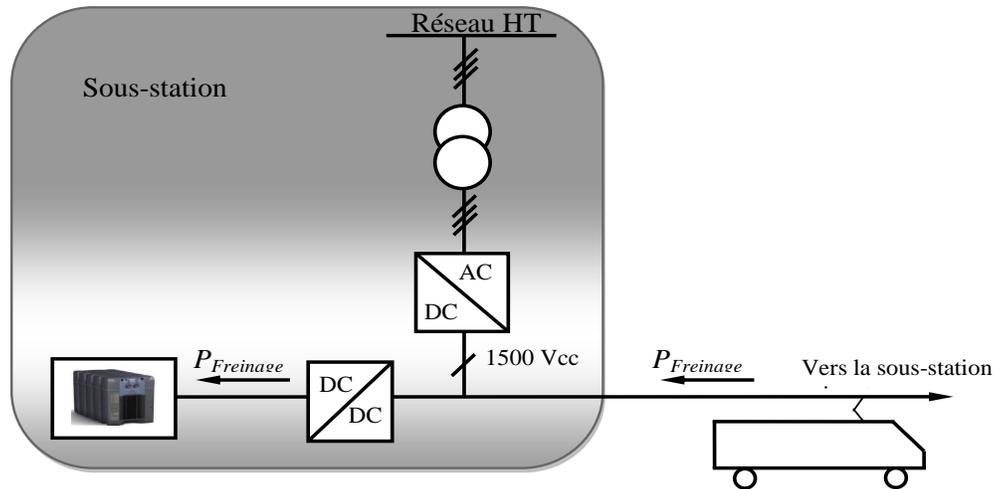


Figure 1.12 Exemple pour illustrer le service de récupération de l'énergie de freinage

b) Services du stockage à valeur RTE

Les possibilités que peut offrir le système stockage pour RTE, concernent la contribution aux services système : réglage de fréquence, réglage de tension et/ou la gestion des congestions (cf. §1.2.2.3).

Au même titre que les groupes dans les centrales de production d'électricité, une réserve primaire suffisante de stockage, raccordée dans les sous-stations, pourrait être sollicitée pour injecter des puissances actives en vue du réglage primaire de fréquence. Une mise en œuvre de ce service serait possible à moyen terme dans le réseau métropolitain parce que l'installation des systèmes de stockage dans les sous-stations du réseau ferroviaire est encore en phase d'incubation. Toutefois, une contribution parallèle avec des unités de stockage installées au réseau de distribution ERDF est largement envisageable à court terme. Des unités de stockage intégrées dans les sous-stations situées aux environs d'une zone d'origine du déséquilibre pourraient aussi contribuer au réglage secondaire de fréquence.

Le stockage peut servir de moyen de réglage primaire ou secondaire de tension dans le réseau HT, par injection de puissance réactive, pour corriger la tension locale mesurée (en vue de son maintien dans les plages conventionnelles). En pratique, bien que le niveau de tension d'une sous-station en alternatif, où serait connecté le stockage est de 25 kV, le flux de puissance réactive peut circuler tout de même dans le sens HTA – HTB puis HTB – THT.

En cas d'une surintensité au niveau des lignes HT du réseau RTE, dues à une mauvaise répartition des flux de puissance par rapport aux emplacements des centrales et des charges, le stockage peut contribuer à la gestion de cette congestion. Si, par exemple, la ligne est obligée de conduire plus de courant, le stockage, placé aux alentours de la charge la plus consommatrice, peut injecter du courant afin d'atténuer la surcharge. Dans le cas contraire où la ligne souffre d'une surintensité due à une surproduction, le stockage devrait soutirer le surplus de la puissance injectée pour atténuer cette contrainte. Pour la réalisation de ce service, une agrégation des unités de stockage installées dans des sous-stations voisines serait nécessaire (avec une puissance de minimum 10 MW [AND-11], [DEL-10]).

### *c) Services à valeurs producteurs d'énergie renouvelable*

Chaque unité de stockage peut offrir des services intéressants aux détenteurs des installations à énergies renouvelables basées principalement sur les panneaux photovoltaïques et sur les éoliennes. Puisque la disponibilité de parcs éoliens et des panneaux photovoltaïques dépend des contextes climatique et géographique de la région d'installation, ces services concernent plutôt la garantie de la production et le report d'injection.

La variabilité du soleil et du vent est le problème majeur des parcs éoliens et des panneaux photovoltaïques. Il est donc naturellement très peu probable d'avoir une concomitance entre le productible et la demande. Afin de garantir la production, l'agrégation des unités de stockage des sous-stations permettraient de pallier à ce problème. Si un parc éolien, à titre d'exemple, n'arrive pas à subvenir au besoin énergétique de la localité, alors l'unité de stockage peut injecter la puissance supplémentaire nécessaire. Ces unités de stockage agrégées, quoique insérées dans le réseau ferroviaire et lui rendant un service prioritaire, pourraient aussi aider les producteurs d'énergie renouvelable à suivre un plan de production pré-évalué à l'avance. Ceci est une valeur non négligeable pour rentabiliser le stockage. Evidemment, le service principal assuré par le stockage dans le réseau ferroviaire doit être conjointement pris en considération avec le service susmentionné, pour le dimensionnement final du stockage.

Dans le cas contraire, s'il y a assez de vent ou de soleil par rapport à la demande énergétique avoisinante, le stockage peut emmagasiner le supplément de puissance en vue d'une restitution ultérieure. L'utilisation du stockage pour réaliser un report d'injection pourrait permettre au producteur de maximiser la valeur économique de l'énergie qu'il produit. Cela serait possible tout en présentant des intérêts pour les systèmes électriques, comme la substitution de moyens de pointe coûteux et polluants [AND-11]. Cette application du stockage consiste à charger un bloc d'énergie aux heures les moins intéressantes économiquement, en vue d'une utilisation lorsque le prix de l'électricité est plus élevé.

## **1.4 Les systèmes multi-sources dans les applications ferroviaires**

### **1.4.1 Expansion et développement du système d'électrification ferroviaire**

Depuis la mise en place de la première locomotive électrique en 1879 et la maîtrise de l'énergie thermique avec le moteur à combustion interne, les principales technologies de traction ferroviaire sont l'électrique et le diesel. Les locomotives diesel, dites autonomes, peuvent circuler librement sur le réseau ferré, leur source d'énergie étant embarquée, la seule contrainte réside dans l'approvisionnement en carburant, au départ et à l'arrivée. En revanche, la traction électrique doit disposer d'une infrastructure constituée d'un réseau de distribution générale et d'un réseau local réparti le long des lignes ferroviaires (cf. §1.2.1).

L'utilisation des machines électriques à courant continu dans les locomotives, amena les exploitants français à mettre en place un réseau électrique continu (1500V en 1919). Les inconvénients liés à la nécessité de construire des centrales de production et un réseau de distribution continu le long des lignes, au niveau de tension peu élevé, générant des pertes de lignes importantes, ont stimulé le développement du réseau alternatif (25kV/50Hz). Dans un contexte d'après-guerre, différents types de réseaux électriques se sont développés, ce qui a engendré le recours à des locomotives supportant des alimentations différentes (1.5kV CC / 3kV CC / 25kV 50Hz / 15kV 16Hz 2/3).

En Europe, 115 553 km des 261 591 km de lignes du réseau ferroviaire (43%) sont électrifiés [POU-09]. En 2004 en France, il y avait 14 220 km de lignes électrifiées (45%), avec 551 sous-stations (384 en continu 1500V, 152 en alternatif 25kV/50Hz et 15 d'autres tensions) [COU-04]. Au niveau des installations fixes de traction électrique, la problématique actuelle repose sur la distribution de l'énergie, du réseau primaire aux trains, avec une tension constante (en continu ou en valeur efficace), tout en évitant les chutes de tension. Le réseau ferroviaire alternatif est en monophasé, tandis que le réseau national est triphasé. Cela impose des contraintes de raccordement fortes du réseau fournisseur : limitation du déséquilibre admis, limitation de la génération de courants harmoniques par le client raccordé etc. Du côté exploitant ferroviaire, d'autres problématiques apparaissent :

- réduction des pertes dans le circuit (sous-stations, caténaires/rails) ;
- réduction des effets de consommation de pointe ;
- amélioration du rendement des engins ;
- respect de l'environnement (bruit, pollution, impact visuel) ;
- l'interopérabilité entre les réseaux ferroviaires...

Afin d'identifier les axes permettant d'améliorer l'efficacité énergétique du système d'électrification ferroviaire et d'apporter une solution d'optimisation du réseau, lorsque le trafic augmente, ou lorsqu'une nouvelle sous-station est installée, quelques directions de recherche ont été suivies au cours des dernières années.

Une première piste, intersection entre l'économie et l'environnement, était focalisée sur la réduction de la consommation de gasoil et des émissions de CO<sub>2</sub> en embarqué. Des solutions alternatives visant l'hybridation des locomotives Diesel avec des unités de stockage (supercondensateurs, batteries) ont été proposées pour atteindre ces objectifs [AGE-09], [AKL-08]. Néanmoins, selon l'ADEME, le transport ferroviaire voyageur en France, émet en moyenne 5.38gCO<sub>2</sub>/(voyageur.km) contre 148gCO<sub>2</sub>/(voyageurs.km) pour l'aérien. Cette performance est spécifique à la France, puisque le pack de trains voyageurs à la SNCF est constitué de 85% de TGV (électriques), 10% de TRN dont 12% de Diesel et 5% TER dont 36% de Diesel [AKL-08].

De ce fait, une deuxième direction est orientée vers l'utilisation de dispositifs électronique de puissance dans les sous-stations ferroviaires, pour améliorer la qualité de l'énergie électrique. Pour le réseau continu, une nouvelle structure d'alimentation des caténaires est proposée [AEB-10] pour repousser les limites de la puissance disponible, tout en s'affranchissant des contraintes de raccordement de sous-stations intermédiaires. Cette topologie est basée sur un conducteur dédié qui transite la puissance à une tension de 2x1500V continu, utilisant des convertisseurs DC/DC fonctionnant comme amplificateurs de tensions. Pour le réseau 25kV/50Hz, des études pour la mise en œuvre de nouvelles topologies de compensateurs de puissance réactive et du filtrage actif ont été réalisées [LOW-10], [RAI-12], [LAD-14] pour résoudre les problèmes du déséquilibre et des courants harmoniques. Bien que ces travaux de développement stratégique ouvrent des perspectives intéressantes pour améliorer la qualité de l'alimentation électrique ferroviaire, les aspects économiques liés à la croissance du trafic représentent encore un défi.

Dans ce sens et compte tenu des solutions émergentes pour améliorer l'efficacité énergétique des réseaux électriques actuels, une nouvelle génération des systèmes d'alimentation électrique ferroviaire pourrait être envisagée. En effet, l'intégration des nouveaux dispositifs d'électronique de puissance pour l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ferroviaire, ouvre également une perspective d'intégration de sources additionnelles (stockage d'énergie, sources

alternatives...), permettant d'imaginer une approche smartgrid à l'échelle ferroviaire. Cela peut contribuer à l'amélioration des installations actuelles par le renforcement de la fiabilité, la valorisation de l'énergie de freinage et la réduction des coûts d'alimentation électrique actuels [PIL-14].

## 1.4.2 Perspectives d'hybridation en stationnaire

### 1.4.2.1 Applications stationnaires avec stockage

Les stratégies qui pourraient contribuer à l'amélioration de l'efficacité énergétique et la réduction des émissions CO<sub>2</sub>, dans une démarche de développement durable peuvent couvrir plusieurs domaines : économique, conception optimale et récupération de l'énergie de freinage [MCF-10]. Cela dépend des particularités de chaque système d'alimentation de traction électrique et peut varier d'un pays à l'autre.

Concernant la récupération de l'énergie de freinage, des installations démonstratrices existent en embarqué, mais aussi en stationnaire. Du point de vue technologique, le volant d'inertie est particulièrement adapté aux applications à cycles fréquents, à puissance très élevée. C'est généralement le cas des métros dans les grandes agglomérations, avec un flux élevé vu le grand nombre de passagers. Plusieurs unités de stockage utilisant des volants d'inertie existent déjà à l'heure actuelle dans les réseaux ferroviaires et de distribution [AND-11].



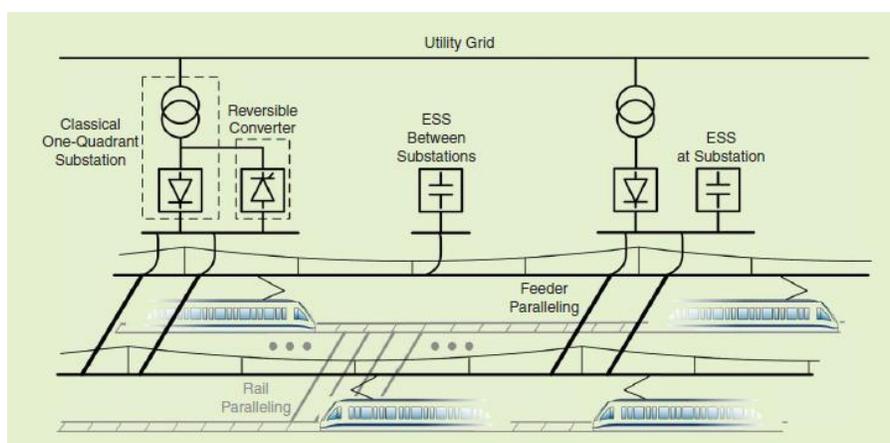
*Figure 1.13 Application stationnaire à volant d'inertie du métro de Rennes [BOI-11]*

Le métro de Rennes Métropole parcourt chaque jour plus de 7200 km et transporte 115000 voyageurs, il consomme en moyenne 21000 kWh quotidiennement. L'énergie de freinage se dissipait auparavant sous forme de frottement mécanique et dans les résistances sous forme calorifique. Pour récupérer l'énergie de 24 rames, une unité de stockage à base de volant d'inertie (Figure 1.13) a été installée dans la station Gares. L'énergie stockée temporairement est ensuite restituée en fonction des besoins de la ligne. La masse tournante du rotor pèse 2950 kg. Avec une puissance maximale de 1330 kW [BOI-11], ce système permet de récupérer annuellement 230000 kWh, soit l'équivalent de 11 jours de consommation électrique du métro. Développé par la

société *Keolis* qui exploite le métro, le projet d'un coût global de 260000€ HT a été financé par Rennes Métropole. Les différentes opérations menées pour économiser de l'énergie dans le métro permettent d'économiser l'équivalent de la consommation électrique de 150 foyers par an [AND-11]. Le coût d'investissement est espéré être amorti au bout d'environ 15 ans alors que la durée de vie de l'unité de stockage est évaluée à plus de 20 ans.

Une application similaire a été mise en œuvre pour le réseau ferroviaire espagnol. Pour récupérer l'énergie de freinage, un volant d'inertie est connecté dans une sous-station en continu de 3000 V, localisée tout près de la station Madrid-Atocha. Avec une puissance installée du stockage de 350 kW et une énergie associée de 55,6 kWh (soit 200MJ), l'objectif principal de l'installation est de récupérer l'énergie dissipée dans les résistances de freinage, estimée entre 8% et 25% de la consommation totale [AND-11].

Plusieurs techniques de récupération d'énergie de freinage pour le réseau ferroviaire continu sont proposées dans [PEC-14]. Ces techniques dépendent de la capacité du réseau ferroviaire à accepter cette énergie de freinage. En effet, si la puissance régénérée dépasse, à un instant donné, la puissance consommée ou si la distance entre la régénération et la consommation est grande, les chutes de tension engendrées peuvent accroître la possibilité de dépasser les limites de tensions acceptées. Ainsi une des techniques vise la conception de sous-stations réversibles (Figure 1.14) qui permettraient de restituer occasionnellement les surplus d'énergie au réseau fournisseur d'électricité. En pratique, cela est acceptable seulement dans le cas où les normes du pays permettent de déduire cette énergie de la facture énergétique totale payée par l'exploitant ferroviaire. Une autre technique consiste à l'intégration des systèmes de stockage dans les sous-stations ou en embarqué. Le stockage permettra de charger l'énergie de freinage quand le système n'accepte pas le refoulement à la caténaire et de la restituer lorsque le réseau devient un consommateur. De plus, par l'effet de lissage de pointe, l'utilisation du stockage peut contribuer à la réduction de pertes dans les rhéostats et peut apporter des gains économiques à long terme dans l'infrastructure ferroviaire. Les systèmes de stockage proposés pour ces applications sont les supercondensateurs, les volants d'inertie et les batteries.



**Figure 1.14** Techniques de récupération d'énergie dans le réseau ferroviaire CC [PEC-14]

### 1.4.2.2 Applications stationnaires multi-sources

En 1919, quand la Compagnie du Midi décide l'électrification de son réseau en tension continue 1500V, elle crée aussi son propre réseau d'énergie avec ses usines hydroélectriques. Ainsi elle disposait de lignes de transport propres, à 150 kV – 50 Hz et une distribution à 63 kV

pour ses sous-stations, par des lignes dont les supports étaient souvent communs avec ceux des installations des caténaires [BEN-11]. L'évolution de la technique, spécialement du matériel HT et des convertisseurs embarqués, ainsi que les choix du gouvernement au début des années 50 ont contribué à la mise au point de l'alimentation directe des locomotives depuis une tension à fréquence industrielle. Le principe consiste à transporter l'énergie à tension élevée jusqu'à l'engin de traction et à la convertir ensuite à bord de la locomotive.

La possibilité d'avoir des barrages propres pour assurer une partie de la consommation énergétique dans le réseau ferroviaire, pourrait être reconsidérée.

Les applications qui visent l'intégration de sources renouvelables dans le réseau ferroviaire ne sont pas nombreuses. Pourtant, le contexte économique et énergétique actuel, poussent les acteurs du ferroviaire à analyser l'intérêt potentiel offert par l'insertion de sources alternatives dans le réseau. Quelques études dans ce sens sont portées sur l'installation de systèmes photovoltaïques en stationnaire.

La possibilité d'intégrer des systèmes PV est analysée pour les stations du réseau ferroviaire italien [FAR-07]. Une analyse technico-économique préliminaire, de plusieurs configurations intégrant des systèmes PV a été effectuée, prenant en compte la possibilité de revente de l'énergie, selon les réglementations du document italien *Conto Energia*. Le système PV peut être positionné dans les toitures de la station et couplé, en cas de besoin, à la caténaire en 3000V CC, avec des modules de conversion adaptés pour la tension du réseau de distribution de la station, 400V CA (Figure 1.15). Ces convertisseurs peuvent être monodirectionnels ou bidirectionnels, avec des stratégies de contrôle adaptées. Lorsqu'une connexion au réseau public d'électricité est possible, le surplus d'énergie photovoltaïque peut être vendu au réseau selon les tarifs en vigueur. Le cas contraire, quand la connexion au réseau public n'existe pas, le système PV et le réseau 300V CC peuvent alimenter les charges de la station. La consommation énergétique annuelle de la station, la puissance contractualisée avec le réseau fournisseur ainsi que la surface disponible ont été prise en compte pour le dimensionnement des modules PV. Ainsi pour une station large avec une consommation annuelle de 251330 kWh et une puissance contractualisée de 50 kW, 1760 m<sup>2</sup> de surface PV sont envisagés pour la réalisation de l'installation. La puissance du convertisseur est estimée à 50kVA. L'équilibre économique pourrait être obtenu après 10 ans, mais cela peut varier si un système de stockage serait installé en parallèle du système PV, pour assurer l'alimentation de la charge en cas de *black-out*.

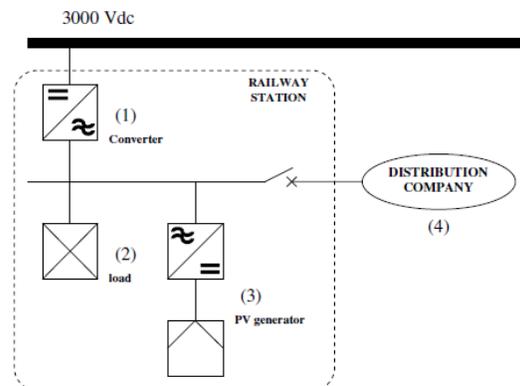


Figure 1.15 Configuration générique pour l'insertion des PV dans une station [FAR-07]



**Figure 1.16** Système PV de 200 kW installé à la station de Takasaki [HAY-11]

L'introduction de systèmes PV étant fortement conseillé par le gouvernement japonais, 200 kW de puissance PV sont déjà mises en place sur la toiture de la station des trains à grande vitesse de Takasaki (Figure 1.16) et 453 kW de puissance PV sont installés dans la station de Tokyo (en quai de gares). Le positionnement en toiture des stations, sans un contrôle actif de la puissance générée par les modules PV fait que cette puissance n'est pas consommée localement puisque le pic de production PV ne coïncide pas avec la consommation de pointe de la station. De plus, elle ne peut pas être transférée à une sous-station de charge importante à cause des limites en tension [HAY-11]. Pour palier ce problème, la compagnie *East Japan Railway*, qui transporte plus de 17 millions de passagers par jour, propose l'intégration des installations PV dans les sous-stations d'alimentation électrique des trains, dans une démarche du type *smartgrid*, afin d'améliorer l'efficacité énergétique du réseau ferroviaire japonais. L'interconnexion directe du système PV dans les sous-stations de traction électrique en 1,5kV CC peut apporter des solutions complémentaires pour les services de réglage de tension ou le contrôle de la puissance de traction. Pour la récupération d'énergie du freinage, l'utilisation des moyens de stockage est recommandée.

### **1.5 Concepts d'étude pour l'hybridation d'une sous-station d'alimentation électrique ferroviaire**

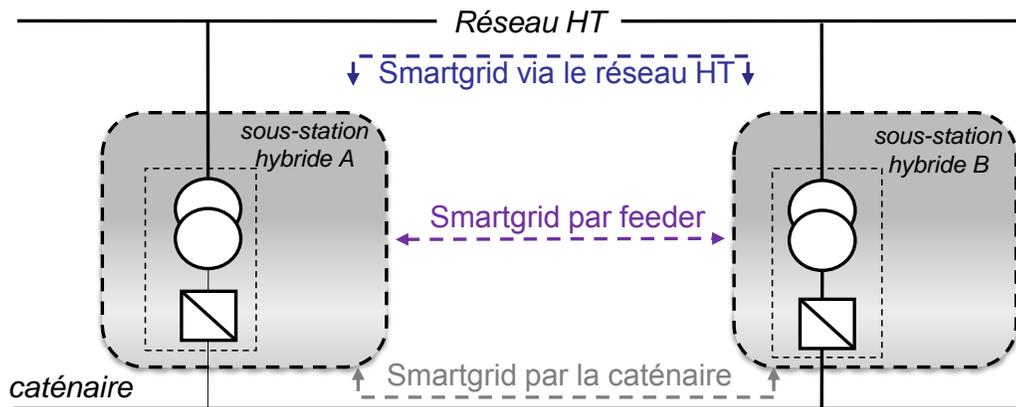
L'analyse du système d'alimentation électrique ferroviaire, effectuée dans la première partie de ce chapitre, nous a permis d'identifier les concepts d'étude liés à l'insertion de production décentralisée et du stockage d'énergie dans cet environnement. Une architecture générique de la sous-station ferroviaire hybride sera proposée à la fin de cette partie.

#### **1.5.1 Vision globale du « Smartgrid ferroviaire »**

Les sous-stations de traction électrique ne sont réversibles naturellement qu'en CA. Pourtant l'énergie récupérée lors du freinage des trains vers les sous-stations en CC est à reconsidérer. L'intégration des systèmes de production décentralisée et du stockage d'énergie dans le réseau ferroviaire conduira à de nouveaux flux énergétiques. En fonction du positionnement de ces nouveaux systèmes, la topologie actuelle du réseau sera fortement impactée. La question de la réversibilité va agir dans plusieurs sens : réversibilité avec le réseau RTE/ERDF, avec le réseau

ferroviaire, mais on peut remettre en question la connexion électrique entre sous-stations. Cela implique le contrôle des flux d'énergie et d'information dans tous les sens, afin d'optimiser la production et la consommation énergétique et d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble. Dans ce contexte, le réseau d'alimentation électrique ferroviaire devra se baser sur les technologies de type smartgrid. Ces technologies de gestion intelligente rendront possible la réalisation d'un futur « smartgrid ferroviaire » suivant une hiérarchie des échanges énergétiques (Figure 1.17), à savoir :

- « Smartgrid ferroviaire » via le réseau HT (RTE/ERDF) : par ce concept on s'approche de la vision du smartgrid classique, en privilégiant les échanges énergétiques, réversibles entre les sous-stations hybrides et le réseau en amont de transport/distribution d'énergie ;
- « Smartgrid ferroviaire » par la caténaire : une priorité est donnée dans ce cas au transfert d'énergie entre sous-stations hybrides par la caténaire ; cette solution est compatible dans le cas du réseau continu et nécessite l'introduction des composants d'électronique de puissance pour le réseau alternatif ;
- « Smartgrid ferroviaire » par feeder : il permettrait le transfert direct d'énergie entre plusieurs sous-stations hybrides moyennant un feeder ; cette solution pourrait résoudre la problématique d'interconnexion des sous-stations en alternatif (une solution en HVDC permettant de limiter les pertes pourrait être considérée à ce propos).



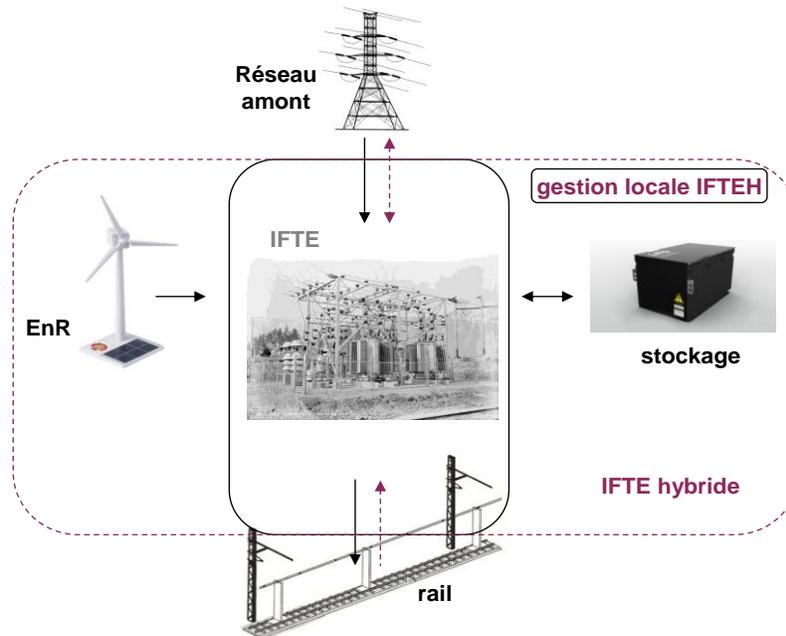
*Figure 1.17 Echanges énergétiques possibles dans un « smartgrid ferroviaire »*

L'intérêt de cette classification (non-exhaustive, car ces aspects sont traités à part par un autre doctorant dans le cadre du projet CONIFER), est de préciser l'influence de la topologie du réseau sur l'architecture d'une sous-station hybride. Le raccordement au réseau est également important du point de vue du dimensionnement des unités de production et de stockage. Enfin, dans la définition du périmètre d'étude pour la gestion énergétique d'une sous-station hybride, la réversibilité par rapport à l'échelle du réseau est à considérer.

### **1.5.2 Définition de l'Installation Fixe de Traction Electrique Hybride**

On définit les Installations Fixes de Traction Electrique Hybrides (IFTEH) comme un système énergétique dynamique multi-sources, constitué de moyens de production délocalisée et de stockage d'énergie, avec une gestion locale, interconnecté de manière réversible avec le réseau

amont HT (RTE/ERDF) pour garantir l'alimentation énergétique du réseau ferroviaire. Dans la Figure 1.18, la synoptique d'une IFTEH est représentée, avec les différents sens d'échanges énergétiques mentionnés.



*Figure 1.18 Synoptique d'une sous-station ferroviaire hybride*

La nature des gisements énergétiques des sous-stations répandues sur le territoire français est très variable [BEN-11a]. Ainsi le gisement solaire (Figure 1.19), le potentiel éolien (Figure 1.20) et le potentiel hydraulique (Figure 1.21) autorisent l'association de plusieurs moyens de production au sein des IFTEH. Les moyens de production délocalisée peuvent être des sources renouvelables comme les éoliennes, les panneaux PV, les petites centrales hydrauliques, ou des sources prévisibles comme un groupe diesel, une micro turbine à gaz, etc. Une approche générique, avec la prise en compte de plusieurs moyens de production est nécessaire afin d'identifier les solutions pertinentes en fonction des cas d'études choisis (par exemple, la sous-station de St Evroult de l'axe Bretigny-Dourdan 1500V).

Le stockage d'énergie électrique, parce qu'il apporte des services pertinents, est déjà largement exploité, via de nombreuses solutions technologiques [MUL-13]. Le fort développement ces dix dernières années des convertisseurs électroniques de puissance (de 100kW à plusieurs MW), a contribué à l'insertion du stockage dans les applications industrielles stationnaires. Une comparaison des différentes technologies de stockage, en cohérence avec les hypothèses de raccordement en sous-station et les services à remplir (cf. § 1.3.2.3), a été proposée par [AND-11]. Les critères de comparaison visent les indicateurs de performance et un référentiel de caractérisation commun de ces systèmes [IBR-08]. La maturité a constitué le principal facteur discriminant. Certaines filières disponibles commercialement nécessitent encore des avancées technologiques pour une utilisation à grande échelle dans les systèmes électriques. C'est le cas du stockage d'énergie magnétique dans des bobines supraconductrices (SMES), dont le développement a été limité jusqu'à présent en raison de sa complexité (du matériel spécifique, des pratiques d'exploitation et maintenance), et du stockage sous forme d'hydrogène qui manque de compétitivité face aux filières disponibles à court terme.



Technologie de stockage			
Electrochimique	Batteries à conditionnement « classique »	Lithium-ion	Li-ion
		Plomb-acide	PbA
		Nickel-hydrures métalliques	NiMH
	Batteries à haute température	Sodium-soufre	NaS
		Sodium-chlorure de nickel	Zebra
	Batteries à électrolytes circulants (redox-flow)	Vanadium-vanadium	VRB
		Zinc-brome	ZnBr
Mécanique		Volants d'inertie	VI
Autres filières de stockage		Supercondensateurs	SC

*Tableau 1.2 Technologies de stockage retenues pour l'application ferroviaire*

Une incompatibilité de raccordement en sous-station apparaît pour les technologies de stockage par air comprimé (CAES) ou par turbinage-pompage hydraulique (STEP), qui nécessitent une topologie et une géologie particulière du site d'installation. Ainsi une présélection des technologies pouvant s'adapter à l'application ferroviaire, est proposée dans le Tableau 1.2.

Les caractéristiques de ces technologies sont détaillées dans [AND-11]. Parmi ces technologies, trois différents types de stockage : batteries Li-ion, volants d'inertie et supercondensateurs, présentent un intérêt particulier, prouvé par leur utilisation dans d'autres projets de démonstration (cf. §1.4.2.1). Une étude comparative de ces technologies est effectuée dans le Tableau 1.3 afin d'analyser leurs performances énergétiques. Ces performances énergétiques concernent les caractéristiques en énergie spécifique et puissance réalisable, les indicateurs de rendement et de durée de vie. Des indicateurs complémentaires, comme le temps de réponse (le délai nécessaire pour passer de 5% à 95% de sa référence) ou le degré de maturité, offrent des informations additionnelles concernant l'exploitation du stockage. A titre indicatif, le coût d'investissement de chaque technologie est également spécifié dans le tableau.

Critères d'évaluation	Batteries Lithium-ion	Volants d'inertie	Supercondensateurs
Puissances réalisables	W – dizaines de MW	Quelques kW à 20 MW, éventuellement plus	W – quelques MW, voire plus
Temps caractéristique	Minutes – heures	Quelques dizaines de secondes – minutes (à haute puissance) Minutes – (2-3) heures (dispositifs à longue durée)	Quelques secondes (haute puissance) Quelques dizaines de secondes (haute énergie) voire quelques centaines de secondes sur certains produits
Energie spécifique	60-110 Wh/kg (cellules à haute puissance) 120-190 Wh/kg (cellules à haute énergie)	Environ 30 Wh/kg (rotor seul en matériau massif) Quelques centaines Wh/kg (rotor seul en matériau composite) 1-10 Wh/kg (volants complets)	2-6 Wh/kg (à haute puissance) quelques Wh/kg à 15 Wh/kg (à haute énergie)

Critères d'évaluation	Batteries Lithium-ion	Volants d'inertie	Supercondensateurs
<b>Rendement cyclique</b>	85-90 %, voire plus	85-95 %	85-98 %, en fonction du régime de fonctionnement et du vieillissement (hausse de la résistance interne)
<b>Taux d'autodécharge</b>	2-10 %/mois	0,1 – 3% de puissance nominale en continu (soit l'équivalent de la capacité complète en minutes-heures pour la haute puissance et heures – jours pour la longue durée)	Dépend de la technologie, augmente avec le SoC et la température (°C)
<b>Durée de vie</b>	10-20 ans en stationnaire, moins de retour d'expériences	20 ans (fatigue mécanique), sans modifications des caractéristiques	Environ 10 ans, voire plus, en fonction de la température et de la tension d'exploitation
<b>Cyclabilité (nombre de cycles)</b>	Milliers (souvent 1000-3000 cycles) à 80 % de DOD	$10^5$ – $10^7$ cycles profonds	$10^4$ – $10^6$ cycles profonds
<b>Temps de réponse (<math>\tau</math>)</b>	Millisecondes	Millisecondes	Millisecondes
<b>Coût (à titre indicatif)</b>	700-1500 €/kWh	150 – 2500 €/kWh	8000-15000€/kWh
<b>Maturité en stationnaire</b>	Apparition de plusieurs démonstrateurs de puissance >1MW dans les systèmes électriques et développement commercial en cours.	Technologie mature avec nombreuses unités déployées. Applications concernant le réglage de fréquence et le lissage des dispositifs à EnR variables, validées en démonstrateurs et en début de commercialisation.	Cellules et modules largement commercialisés. Des installations démonstratrices sont apparues dans les réseaux, notamment des couplages avec des sources renouvelables variables.
<b>Respect de l'environnement</b>	Problèmes de sureté, travaux toujours en cours concernant le fonctionnement abusif des accumulateurs de grande taille. Matériaux partiellement recyclables. Technologie devenue commune, avec peu d'opposition locale.	Zéros émissions de CO <sub>2</sub> et d'autres éléments nocifs. Matériaux recyclables, sauf les rotors composites. Bruits à proximité. Risque en cas de ruine brutale du rotor. Moins familière aux gens mais pas de risque d'opposition locale.	Possibilité de recyclage selon la technologie. Nécessite des précautions au démantèlement (dû aux composants chimiques). Eventuelles émissions gazeuses en régime exceptionnel (surcharge), mais impact très limité par conception.

*Tableau 1.3 Comparaison des performances de différentes technologies de stockage*

## 1.6 Conclusion

Ce chapitre introduit la problématique d'insertion des moyens de production décentralisée et de systèmes de stockage d'énergie dans les installations fixes de traction électrique ferroviaire.

Après avoir exposé les principales caractéristiques technico-économiques des deux types d'alimentation électrique du réseau ferroviaire, nous avons constaté que l'hybridation de ce système ne peut se réaliser que dans le cadre d'une approche systémique. Afin de contribuer à la maîtrise de la consommation énergétique du réseau ferroviaire par son hybridation, nous avons

identifié les potentiels acteurs autour de la sous-station et les éventuels services que pourraient être valorisés par l'insertion du stockage d'énergie.

Les travaux orientés vers l'intégration des systèmes de stockage ou de production renouvelable dans les applications ferroviaires, montrent que l'hybridation en stationnaire ne peut pas être traitée qu'en imaginant une approche du type smartgrid à l'échelle ferroviaire. Ainsi nous avons défini des concepts d'étude qui ont permis de positionner les futures sous-stations hybrides à l'échelle d'un futur smartgrid ferroviaire.

Par la suite, l'objectif est de choisir une architecture générique de la sous-station ferroviaire hybride, en 1500 V CC et en 25kV/50Hz, et d'analyser cette configuration à travers des procédés de dimensionnement et de gestion énergétique optimale.

## **2 Méthodologie de conception technico-économique d'une sous-station ferroviaire hybride**

### **2.1 Introduction**

Pour traiter la problématique de conception optimale d'IFTEH, ce chapitre a été décomposé en deux grandes parties. L'objectif est de déterminer de manière globale l'interconnexion des équipements qui permettront l'hybridation de la sous-station, ainsi que le choix des technologies et le dimensionnement des moyens de production et de stockage d'énergie. La première partie est donc dédiée à l'étude des architectures possibles pour l'insertion des unités de production et de stockage au sein de la sous-station ferroviaire.

Dans la deuxième partie, une approche d'optimisation est proposée pour un pré-dimensionnement d'une sous-station ferroviaire hybride. Elle est le résultat d'une analyse des problématiques liées au dimensionnement optimal des systèmes hybrides de puissance. La méthodologie de pré-dimensionnement doit répondre, de manière globale, aux besoins énergétiques de l'IFTEH, tout en fixant un cadre de contraintes techniques et économiques pour le dimensionnement de l'installation. Ce travail a permis de mettre en évidence, la pertinence d'une approche de conception par optimisation sur cycle des variables dimensionnelles de l'installation, mais également des variables de commande du système de pilotage. La difficulté résidant dans un nombre important de variable d'optimisation, il n'est alors pas possible d'utiliser un modèle d'optimisation complexe. Cela a conduit à une phase de mise au point du modèle adapté au problème d'optimisation à résoudre. Un modèle en flux de puissance quasi-statique retenu pour la phase de pré-dimensionnement a permis d'appliquer la méthodologie développée sur un cas d'étude et de comparer plusieurs scénarios d'optimisation. Enfin, l'analyse des résultats d'optimisation a permis d'orienter les travaux pour la suite de la thèse.

### **2.2 Problématique de conception systémique des systèmes énergétiques hybrides**

Le défi scientifique lors de la mise en œuvre d'un outil de dimensionnement optimal des futures sous-stations hybrides, consiste dans le développement d'une méthodologie de conception optimale, et cela dans une vision systémique (Figure 2.1). Plusieurs aspects devraient être traités à ce propos. Un premier aspect concerne le choix d'une architecture énergétique des sous-stations ferroviaires hybrides. En effet, il est nécessaire d'identifier une architecture générique qui devrait intégrer le maximum des technologies existantes, afin de s'adapter ultérieurement à l'ensemble des cas d'étude spécifiques. Des combinaisons typiques de sources (éolien et photovoltaïque, par exemple) et de système de stockage (inertiel et batteries ou supercondensateurs et batteries, par exemple) peuvent être considérées. La problématique repose alors sur le choix de l'interconnexion de l'ensemble des unités d'énergie et le réseau vis-à-vis de l'alimentation caténaire.

En fonction du choix d'architecture d'IFTEH, la modélisation et la simulation des éléments constituant l'IFTEH sont envisagées. Dans ce sens, une étude sur le pré-dimensionnement optimal devrait être menée dans une première phase, afin de trouver une solution approchée précisant la nature et les caractéristiques des éléments de stockage et de sources renouvelables, ainsi que les transferts d'énergie pour chaque instant d'un cycle de fonctionnement idéalisé. Les procédés d'optimisation étant généralement assez coûteux en temps de calcul, des modèles simplifiés des éléments du système peuvent être considérés afin de réaliser cette étude. L'objectif global vise à minimiser la facture énergétique de l'opérateur ferroviaire sous contrainte de rendre

les services attendus. Cette étape du travail devrait permettre de fixer un cadre des contraintes techniques (taille approximative des systèmes, puissance installée des moyens de transmission et de génération...) et des règles de gestion nécessaires à l'approche temps réel. Ces dernières consistent en des recommandations de fonctionnement du superviseur temps réel permettant d'assurer l'obtention de l'optimum proposé ci-avant. Certaines de ces règles de gestion pourraient être obtenues par analyse de la situation optimale (par exemple : nécessité d'utiliser le stockage lorsque la puissance demandée sort d'une plage limite, nécessité de réduire le niveau de stockage en fin de journée...).

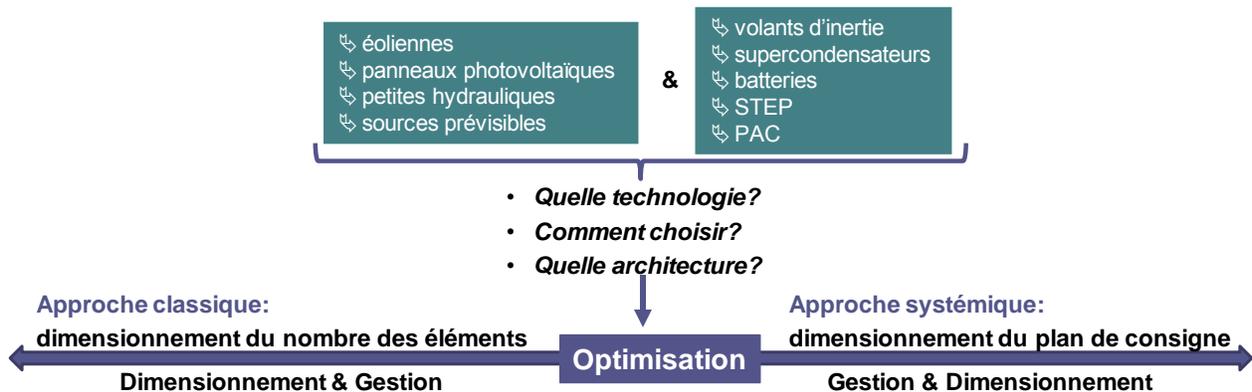


Figure 2.1 Problématique de conception d'un outil de dimensionnement d'IFTEH

### 2.3 Etude d'architectures possibles pour les sous-stations de traction électrique hybrides

Pour étudier la possibilité de raccordement des installations de production délocalisée et de stockage d'énergie dans une sous-station de traction électrique, l'identification d'une architecture énergétique est obligatoire. Dans une approche systémique, la problématique d'hybridation d'IFTEH, comme l'illustre la Figure 2.2, vise plusieurs aspects. Le premier concerne le positionnement des unités de production et de stockage au sein de la sous-station.

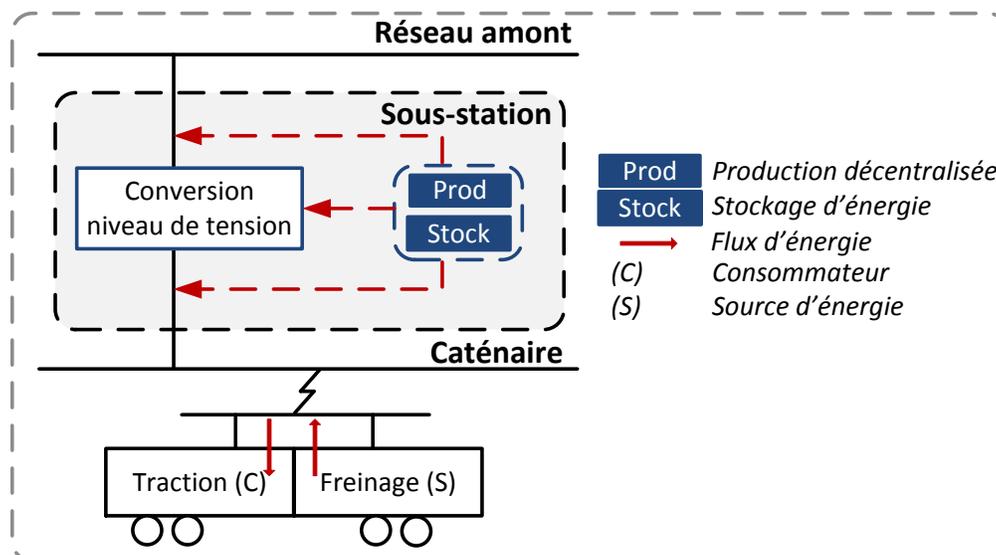


Figure 2.2 Hybridation d'une sous-station de traction électrique

En fonction des caractéristiques spécifiques des technologies choisies et des surfaces disponibles d'IFTE, ces unités peuvent être localisées au niveau de la caténaire, au sein de la sous-station ou du côté du réseau HT en amont. Un deuxième aspect est lié à la contrôlabilité des flux d'énergie. En effet, à part la réversibilité énergétique vis-à-vis du réseau HT, les flux d'énergie du freinage, quand le train se comporte comme une source d'énergie, ne sont pas négligeables. Enfin, une troisième question se pose : une architecture pour quels services associés ?

L'ensemble des réponses à ces questions doit conduire à l'identification d'une architecture générique, qui pourra ensuite être adaptée en fonction des besoins particuliers de chaque sous-station.

### 2.3.1 Typologie des architectures électriques associées au stockage et à la production d'énergie

L'intégration des sources renouvelables/alternatives et du stockage d'énergie dans les réseaux terrestres ou embarqués est un sujet largement traité dans la littérature. Des nombreux travaux sont réalisés en vue d'une identification d'architecture énergétique permettant d'interconnecter ces systèmes [YU-11]. La chaîne de conversion photovoltaïque est généralement composée d'un flux continu d'énergie issue de panneaux PV, au moyen d'un convertisseur, sur un bus continu [GER-02]. Pour la chaîne de conversion des éoliennes, on retrouve des liaisons en tension alternative et en tension continue [ROB-06].

En fonction du type de la technologie de stockage choisie (électrochimique, inertiel...), l'interconnexion du système multi-sources au réseau électrique est réalisée via un bus continu (CC), un bus alternatif (CA) ou un couplage hybride [YU-11].

Dans [GAI-11], une comparaison de plusieurs configurations porte sur le choix d'un bus CA pour le couplage d'une « batterie H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> » à un générateur PV pour l'alimentation sans interruption d'un site isolé. Plusieurs topologies électrotechniques de fermes éoliennes offshore sont comparées dans [MON-11], dont une solution de connexion entièrement en CC est trouvée plus intéressante du point de vue faisabilité, efficacité et fiabilité. Ainsi, il apparaît que chaque schéma de couplage trouve ses propres applications. Toutefois, différentes hypothèses d'orientation peuvent être envisagées.

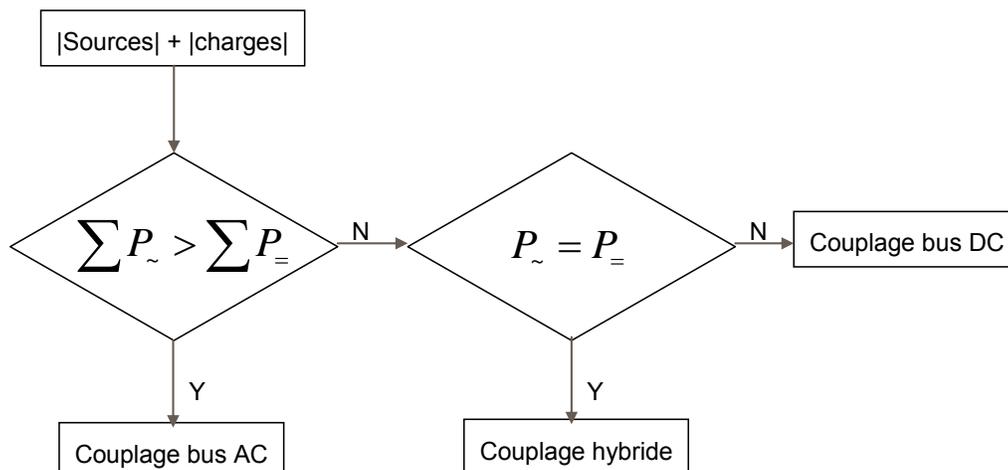


Figure 2.3 Hypothèses d'orientation pour le choix du bus d'interconnexion

Pour le choix du bus d'interconnexion des systèmes multi-sources, [NEH-11] propose de traduire ces hypothèses par des règles heuristiques (Figure 2.3) :

- si la plupart de la puissance générée par les sources du système multi-sources est en CC et s'il y a plusieurs charges consommant en CC, il est souhaitable d'avoir un couplage par bus CC (ou HVDC en fonction du cas d'étude...) ;
- si les sources principales génèrent en CA et peuvent fournir des services système pour le réseau et les charges connectées, alors un couplage par bus CA est à considérer ;
- si la génération des sources du système multi-sources est un mixte (CA et CC), un schéma de couplage hybride devrait être intégré dans ce cas.

Dans le cadre des applications ferroviaires, un couplage par bus CC d'un système multi-sources (PV, éolien et stockage par batterie) est proposé pour l'alimentation des auxiliaires d'une sous-station de traction électrique ferroviaire [POU-11].

### 2.3.2 Analyse des critères de raccordement des installations de production au réseau ferroviaire

L'organisation classique du réseau ferroviaire permet d'adapter l'alimentation de la caténaire à partir d'un approvisionnement issu du réseau de transport d'électricité (RTE > 20kV) ou du réseau de distribution (ERDF < 20kV). Cette organisation est basée sur une gestion centralisée, au niveau des CSS (Centraux Sous-stations), dont le but est d'assurer la liaison avec le fournisseur d'énergie et la gestion de l'alimentation électrique. L'insertion de la production décentralisée dans cette zone, va compliquer fortement cette gestion, en particulier à cause du caractère aléatoire de certaines sources, tels que l'éolien et le photovoltaïque.

Contraintes techniques de raccordement		Hierarchie des services du stockage
Réseau de distribution	Réseau de transport	Acteur prioritaire
La puissance de court-circuit	Le réglage primaire et secondaire de tension	Services à valeur « Infrastructure ferroviaire » (cf. chapitre 1)
Le réglage de la tension	Le réglage primaire et secondaire de fréquence	
La production/ l'absorption d'énergie réactive	Le fonctionnement en réseau séparé	Services à valeur « producteur EnR » (cf. chapitre 1)
La qualité d'alimentation	Le renvoi de tension	Services à valeur « réseau HT (RTE/ERDF) » (cf. chapitre 1)
La protection du système électrique	La participation à la reconstitution du réseau	
La participation à la reconstitution du réseau	Couplage et perturbations	
Découplage en cas d'ilotage		
Fiabilité et disponibilité		Contributions potentielles
Des sources renouvelables		Réduction de la facture énergétique
Des éléments de stockage d'énergie		Récupération d'énergie de freinage
		Services système

Tableau 2.1 Grille d'analyse pour le choix d'architecture d'IFTEH

L'intégration des sources renouvelables dans le réseau électrique de transport ou de distribution est soumise à des contraintes techniques de raccordement [IBR-11], [LIS-10], [ROB-12]. Ces contraintes sont définies par des décrets et arrêtés et dépendent principalement de la puissance à raccorder (Tableau 2.1). Pour le réseau de distribution, le raccordement est possible à un niveau de tension inférieur ou égal à 20kV, pour une puissance installée inférieure à 12MW (exceptionnellement étendue à 17 MW). Si la puissance installée est supérieure à 12 MW, le raccordement s'effectue alors au réseau de transport, à un niveau de tension supérieur ou égal à 63 kV. L'exploitation du réseau de transport est primordiale pour la qualité de la fourniture en électricité. Un problème sur ce réseau peut se répercuter à l'ensemble du territoire ou vers les autres réseaux européens. Le réseau de distribution alimente la majorité des consommateurs. Ce réseau est traversé par des flux de puissances transitant des niveaux de tension élevés, depuis le point d'interconnexion avec le réseau de transport, vers le point de tension le plus faible. En cas d'incident, la continuité de service dans ce secteur doit être privilégiée.

Dans ces réseaux de distribution, toutes les protections sont basées sur un caractère unidirectionnel de la puissance. Les services système permettent d'assurer la gestion du réseau, par le réglage de la fréquence et de la tension, au moyen des groupes de production qui y sont raccordés. Pour ces raisons et afin de garantir la stabilité du réseau, le raccordement au réseau de transport impose des limitations du taux de pénétration des énergies renouvelables. Ces limitations sont issues de problèmes liés à la prévision de la production, la capacité d'accueil du réseau, la participation aux services système et les déconnexions intempestives.

La définition d'une architecture énergétique adaptée au cas d'IFTEH, ne peut pas se faire sans considérer : les caractéristiques propres à chaque type d'IFTE, toutes les interactions possibles à l'échelle du réseau en amont, ainsi que la valorisation des services que le couplage stockage – renouvelables peut offrir. Une grille d'analyse est proposée dans le Tableau 2.1 afin d'orienter le choix d'une configuration possible pour l'hybridation des sous-stations ferroviaires.

### **2.3.3 Architectures génériques des sous-stations hybrides**

Le point principal repose sur le choix du bus d'interconnexion des différents systèmes énergétiques (sources additionnelles et stockage d'énergie). En effet, des couplages en CC, en CA ou hybrides peuvent être envisagés.

Le positionnement vis-à-vis du réseau HT en amont étant un point de dimensionnement important, les configurations électriques d'IFTEH peuvent être vues sur les deux angles suivants :

- une vision à l'échelle réseau permettant de réaliser un smartgrid par le réseau RTE/ERDF ;
- une vision à l'échelle sous-station qui vise le smartgrid ferroviaire.

Pour traiter la réversibilité sans modifier l'infrastructure actuelle, mais aussi pour être le plus proche de la charge (consommation des trains), on propose de connecter le système multi-sources au niveau de la caténaire. Cette connexion apparaît plus pertinente vis-à-vis de l'exploitant ferroviaire, tout en facilitant l'analyse liée à la récupération d'énergie lors du freinage des trains. De plus, ce type de raccordement présente un intérêt pratique du point de vue de la protection du système. En effet, lors de l'apparition d'un défaut, le système multi-sources peut être isolé du réseau ferroviaire, ce dernier pouvant reprendre son fonctionnement normal.

### 2.3.3.1 Configurations possibles pour les sous-stations hybrides en CC

La connexion d'un système multi-sources au niveau de la caténaire en CC est représentée dans la Figure 2.4. Les sources renouvelables et/ou prévisibles, ainsi que les unités de stockage seront connectées au bus CC/CA via des convertisseurs d'électronique de puissance adaptés. L'interface avec le réseau 1500V sera réalisée avec des convertisseurs CC/CC ou CA/CC, en fonction du choix de bus d'interconnexion. Ces convertisseurs de connexion devraient être réversibles afin de valoriser la récupération du freinage, ainsi éviter le remplacement des convertisseurs de l'infrastructure actuelle. La récupération d'énergie du freinage peut être vue aussi comme un transfert d'énergie entre le système multi-source et le réseau d'alimentation, en passant par la caténaire.

A l'échelle réseau, une double réversibilité pourrait être envisagée : au niveau de la sous-station et au niveau de la connexion au réseau d'alimentation RTE/ERDF. Pour renvoyer de l'énergie vers le réseau HT, on anticipe la présence d'un transformateur. Les services prioritaires seront dans ce cas, ceux à valeur « réseau ferroviaire » et « réseau fournisseur d'électricité ».

De cette configuration générique d'IFTEH en CC, on peut extraire au moins quatre architectures particulières, selon le choix du bus d'interconnexion et les deux visions susmentionnées. Ces cas d'étude, pour l'IFTEH en 1500V sont les suivants: vision sous-station avec bus CC (Figure 2.5) ou avec bus CA (Figure 2.6) et vision réseau avec bus CC (Figure 2.7) ou avec bus CA (Figure 2.8). La (Figure 2.5) peut être considérée comme l'architecture « la plus naturelle » par rapport à la sous-station en 1500 V, puisqu'elle n'engendre qu'un minimum de changement dans la structure actuelle de la sous-station. En effet, il s'agit seulement de l'interconnexion d'un bus CC au niveau de la caténaire en continu, qui permettra d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble tout en valorisant les services apportés par le système hybride. Comme déjà mentionné, cette configuration présente l'avantage de pouvoir s'affranchir de l'interconnexion hybride en cas d'un incident apparu sur le réseau.

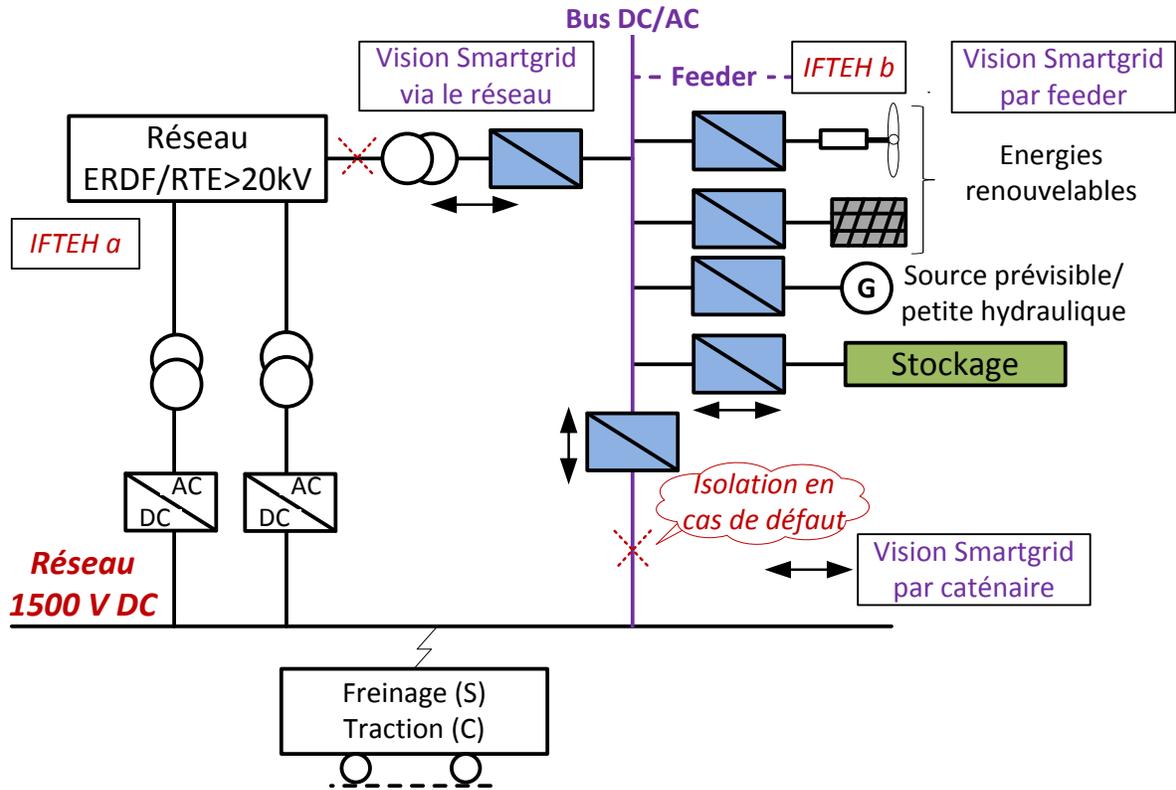


Figure 2.4 Architecture générique d'une IFTEH en CC

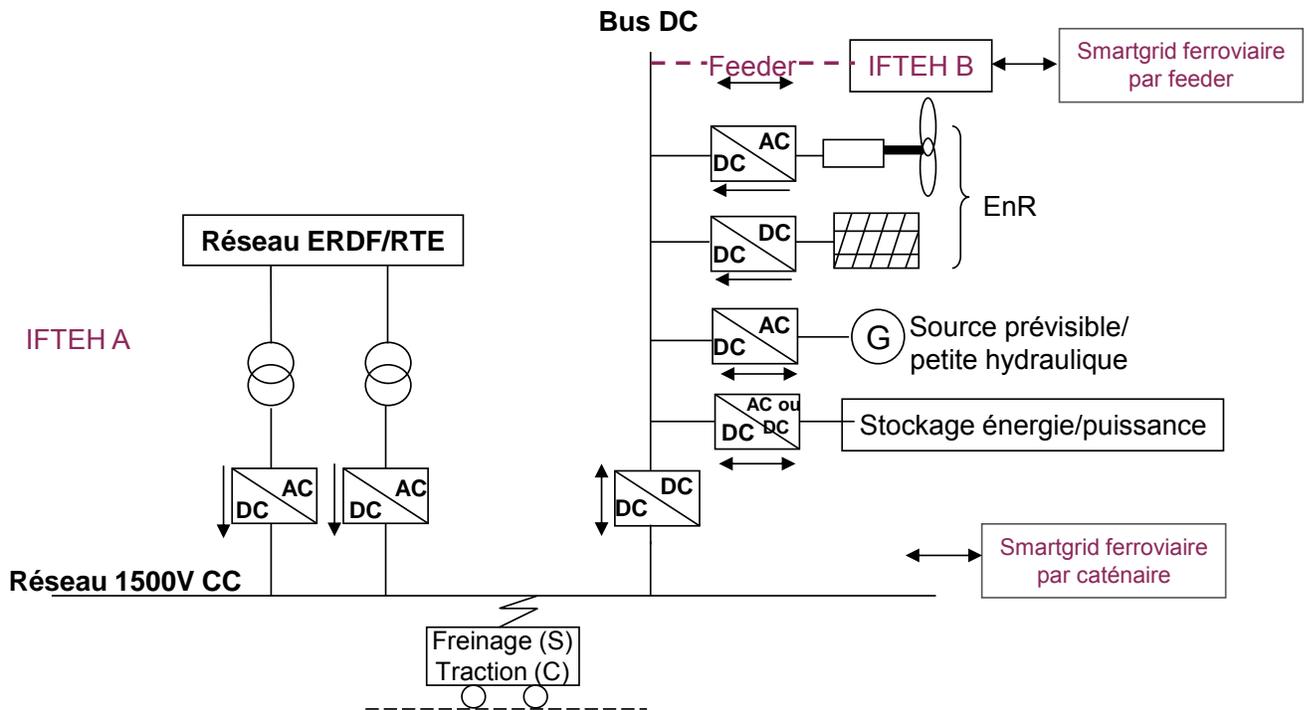


Figure 2.5 Vision sous-station de l'IFTEH en 1500V et interconnexion par bus CC

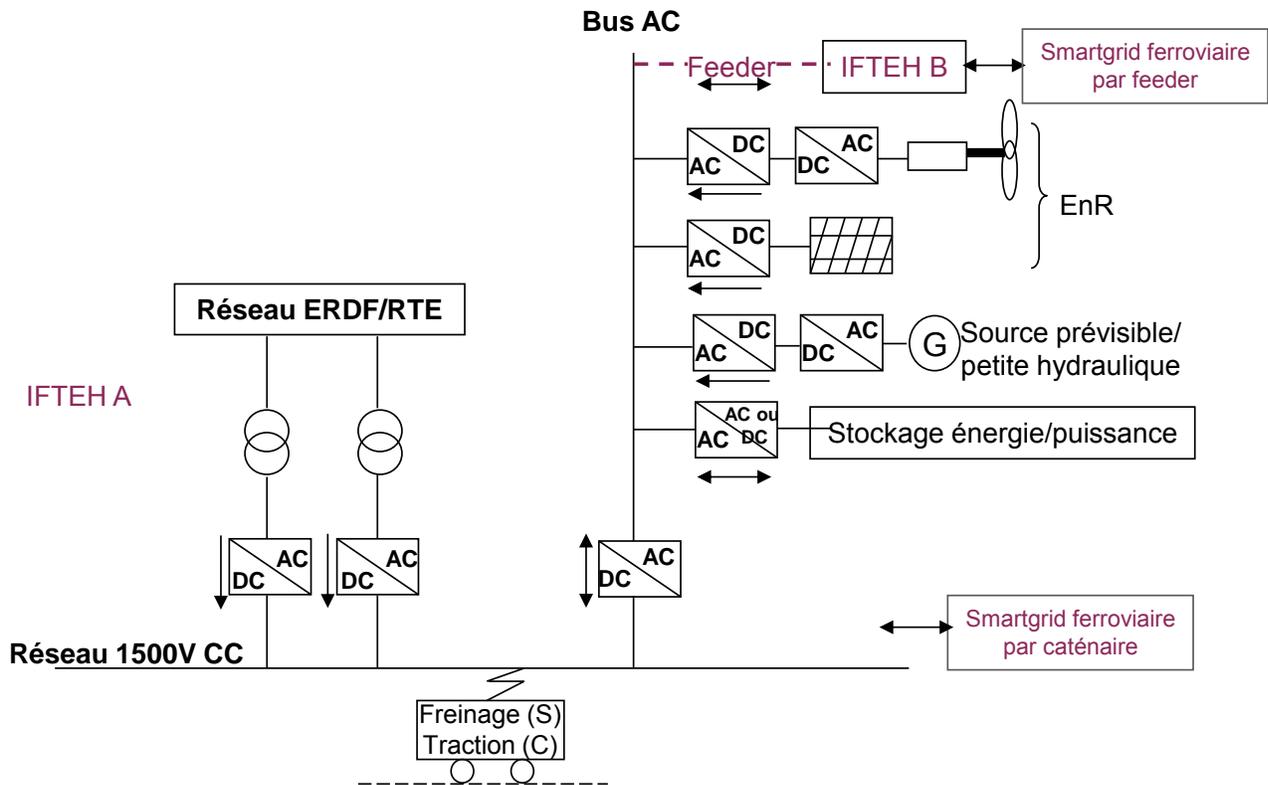


Figure 2.6 Vision sous-station de l'IFTEH en 1500V et interconnexion par bus CA

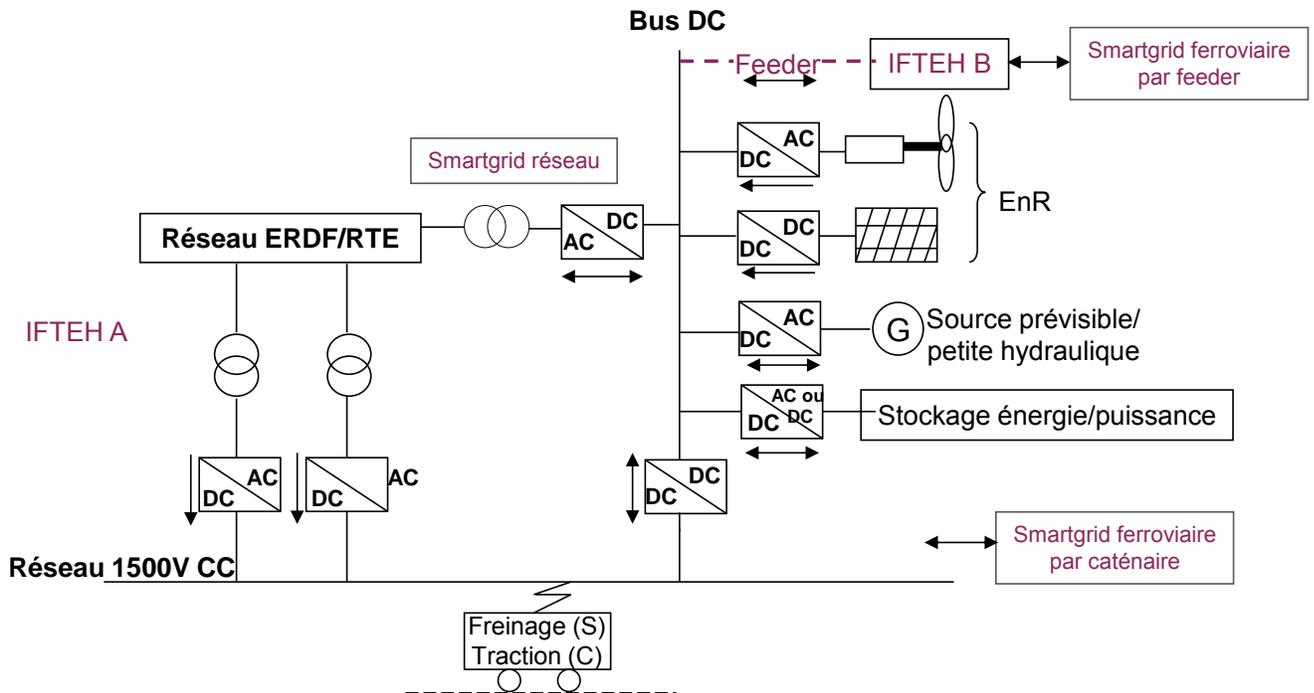


Figure 2.7 Vision réseau de l'IFTEH en 1500V et interconnexion par bus CC

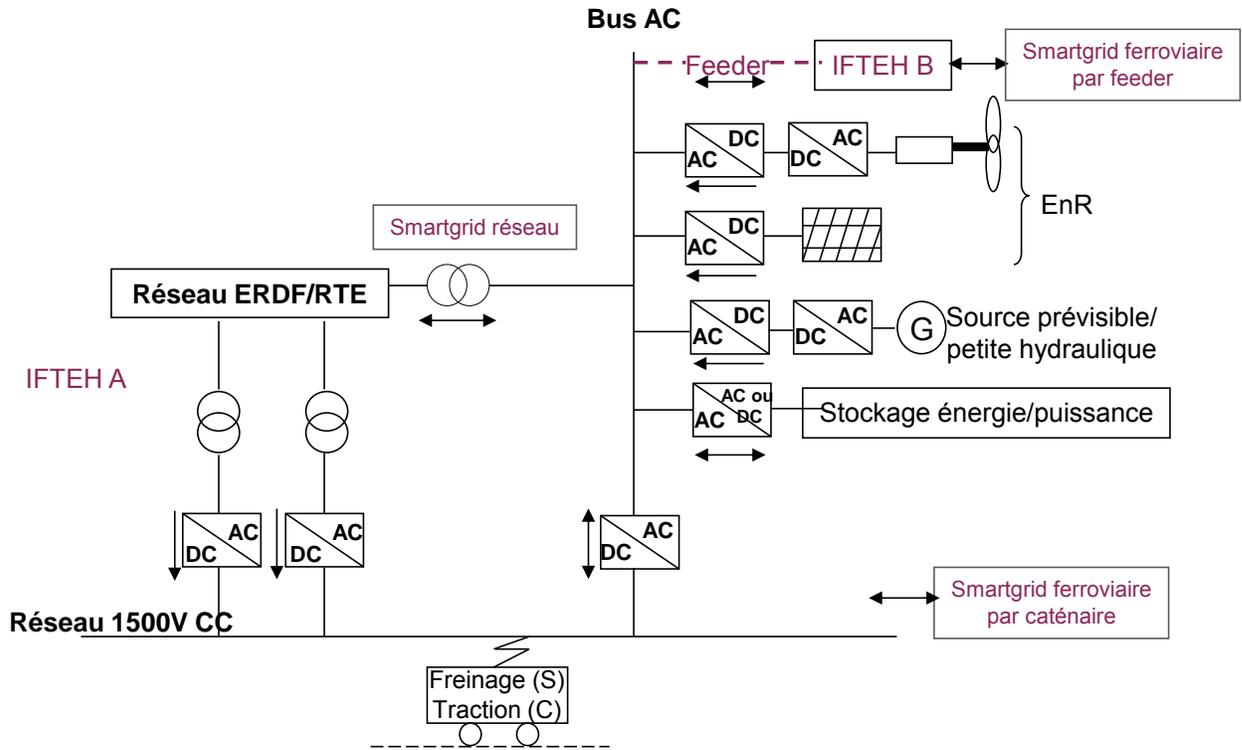


Figure 2.8 Vision réseau de l'IFTEH en 1500V et interconnexion par bus CA

### 2.3.3.2 Configurations possibles pour les sous-stations hybrides en CA

Selon le même principe d'étude, l'architecture générique d'une sous-station hybride en CA est présentée dans la Figure 2.9. On retrouve ainsi la même possibilité de couplage du système hybride, par bus CC/CA, adaptée au cas alternatif. L'interface avec le réseau 25kV sera dans ce cas réalisée avec un convertisseur adapté au choix du bus et un transformateur élévateur de tension. Cette structure est gardée pour l'interface avec le réseau d'alimentation RTE. La vision sous-station, que ce soit par bus CC ou CA, permet de valoriser les services à valeur « infrastructure ferroviaire ». Si les échanges énergétiques entre le système multi-sources et le réseau HT sont possibles, le renvoi d'énergie dans le cadre d'un « smartgrid réseau » pourrait offrir des perspectives intéressantes.

Les configurations particulières qui découlent de cette architecture générique en CA sont détaillées comme suit : vision sous-station avec bus CC (Figure 2.10) ou avec bus CA (Figure 2.11) et vision réseau avec bus CC (Figure 2.12) ou avec bus CA (Figure 2.13). Dans ce cas, la (Figure 2.11) peut être vue comme l'architecture « la plus naturelle » par rapport à la sous-station en 25kV/50Hz, puisque, comme dans le cas continu, il s'agit seulement de l'interconnexion d'un bus CA au niveau de la caténaire en alternatif, qui peut contribuer à l'optimisation des transferts énergétiques de l'ensemble, ainsi que la déconnexion du système hybride en cas de problème.

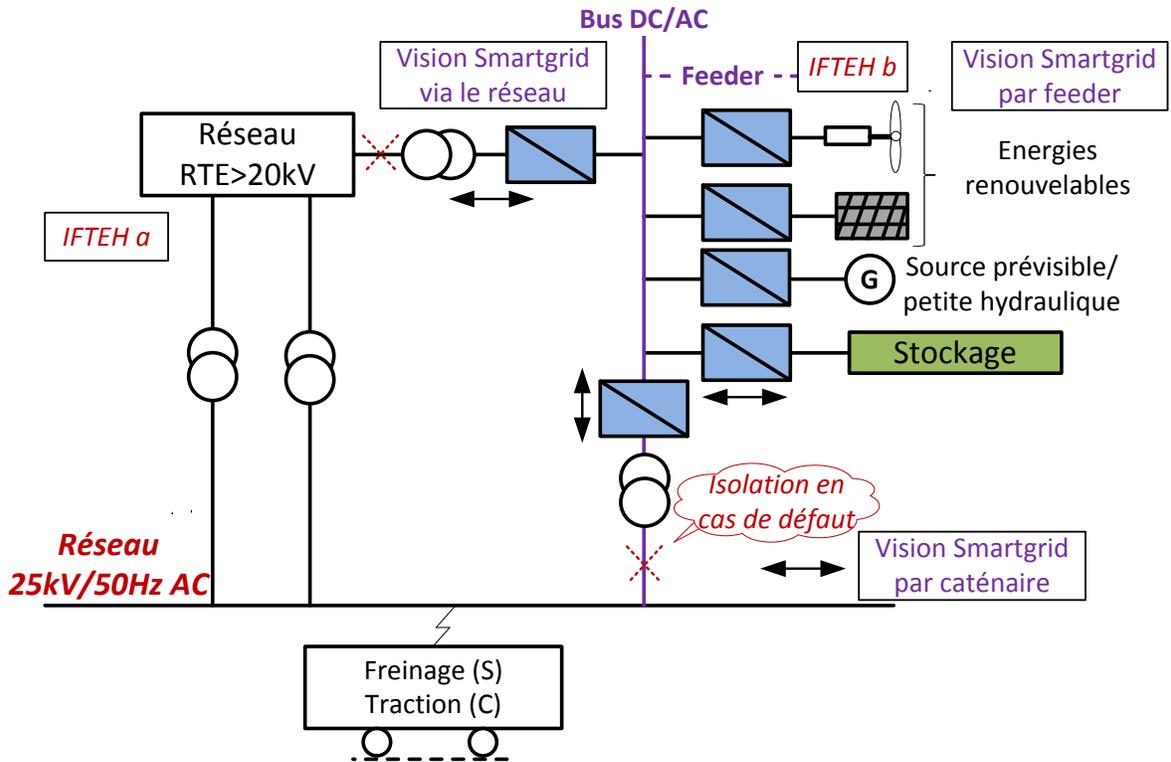


Figure 2.9 Architecture générique d'une IFTEH en CA

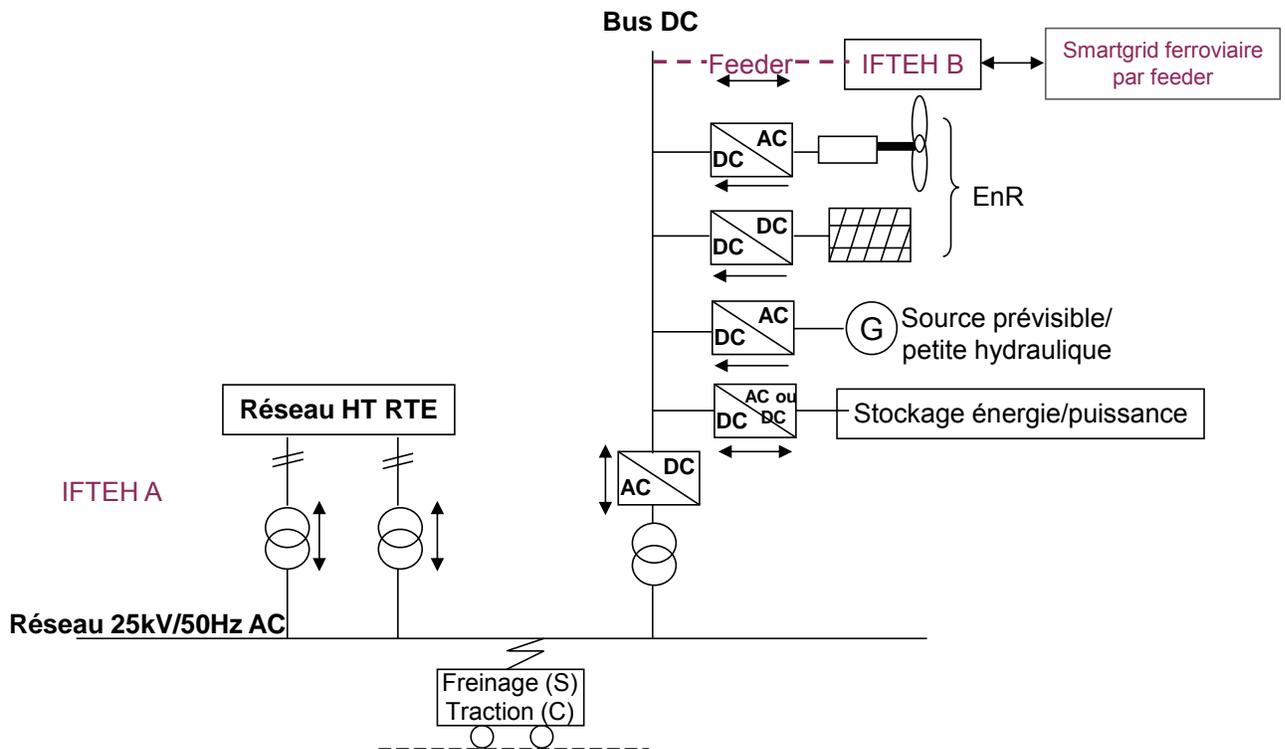


Figure 2.10 Vision sous-station de l'IFTEH en 25kV/50Hz et interconnexion par bus CC

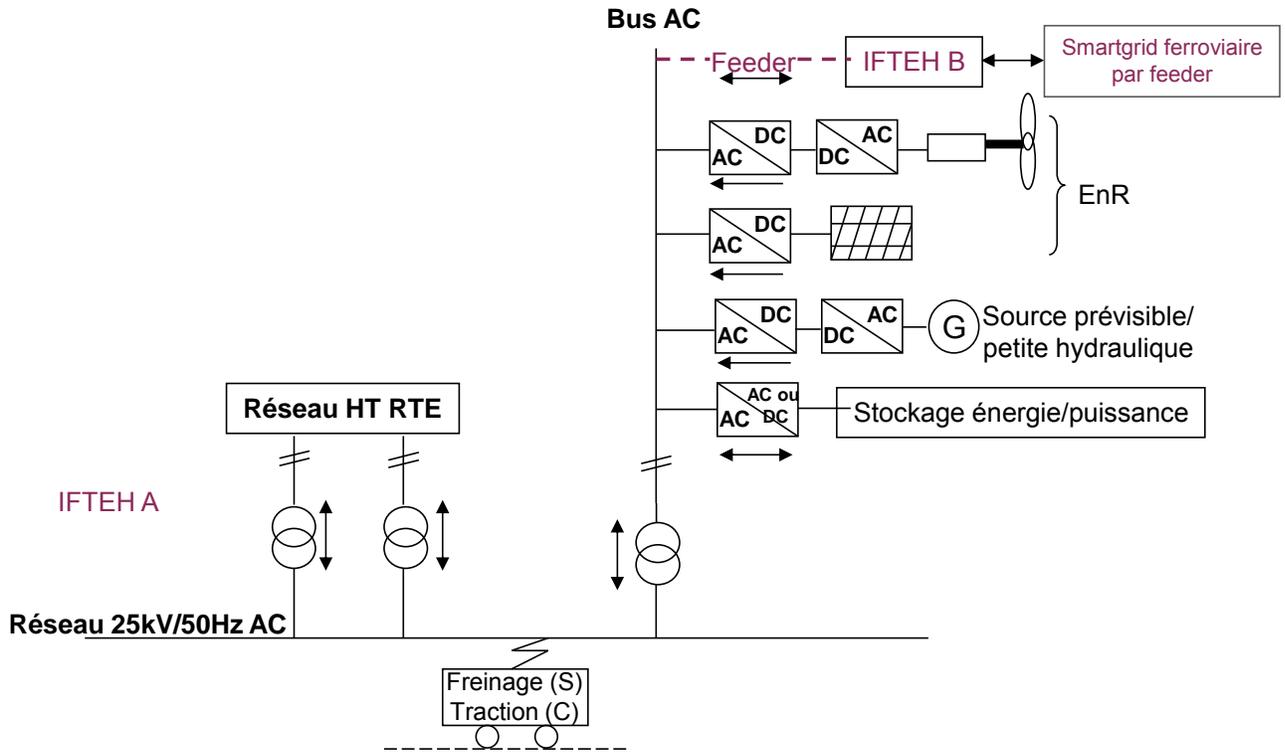


Figure 2.11 Vision sous-station de l'IFTEH en 25kV/50Hz et interconnexion par bus CA

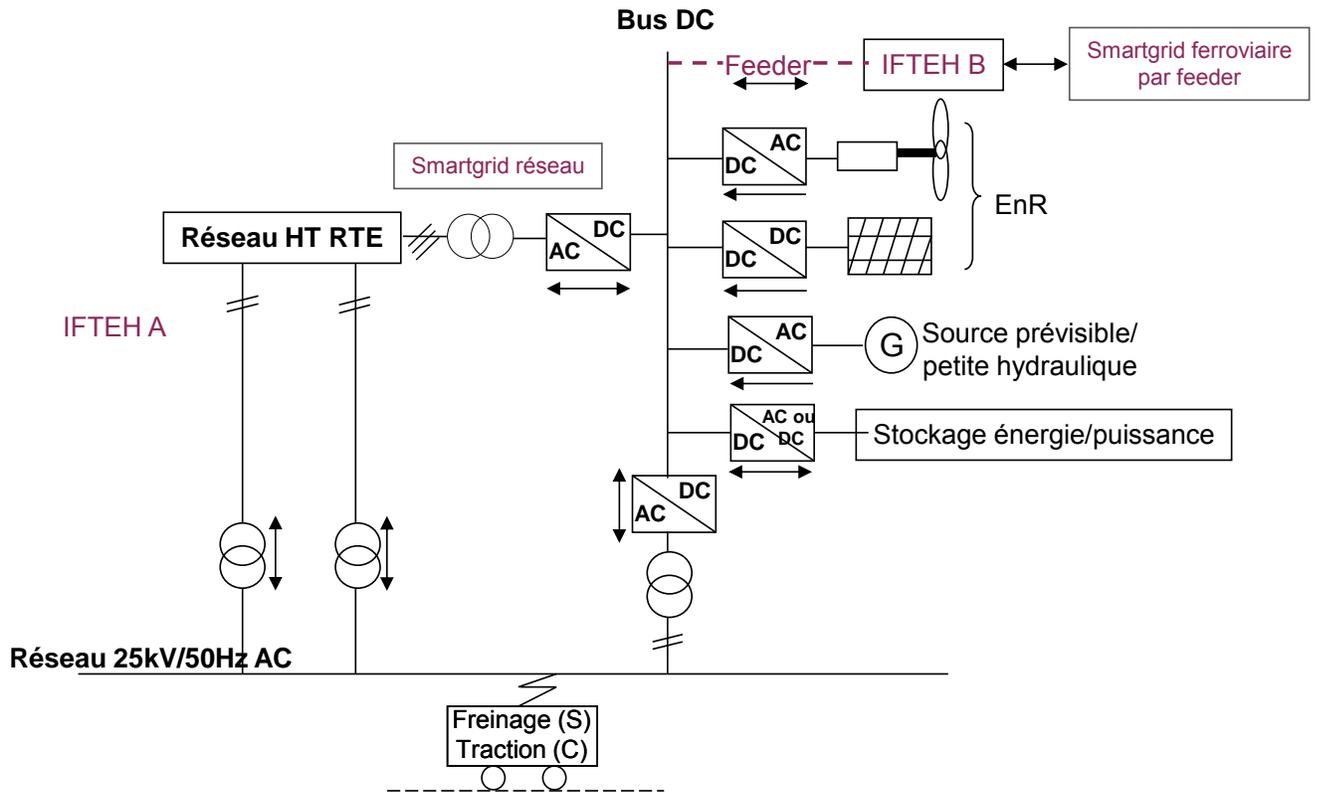


Figure 2.12 Vision réseau de l'IFTEH en 25kV/50Hz et interconnexion par bus CC

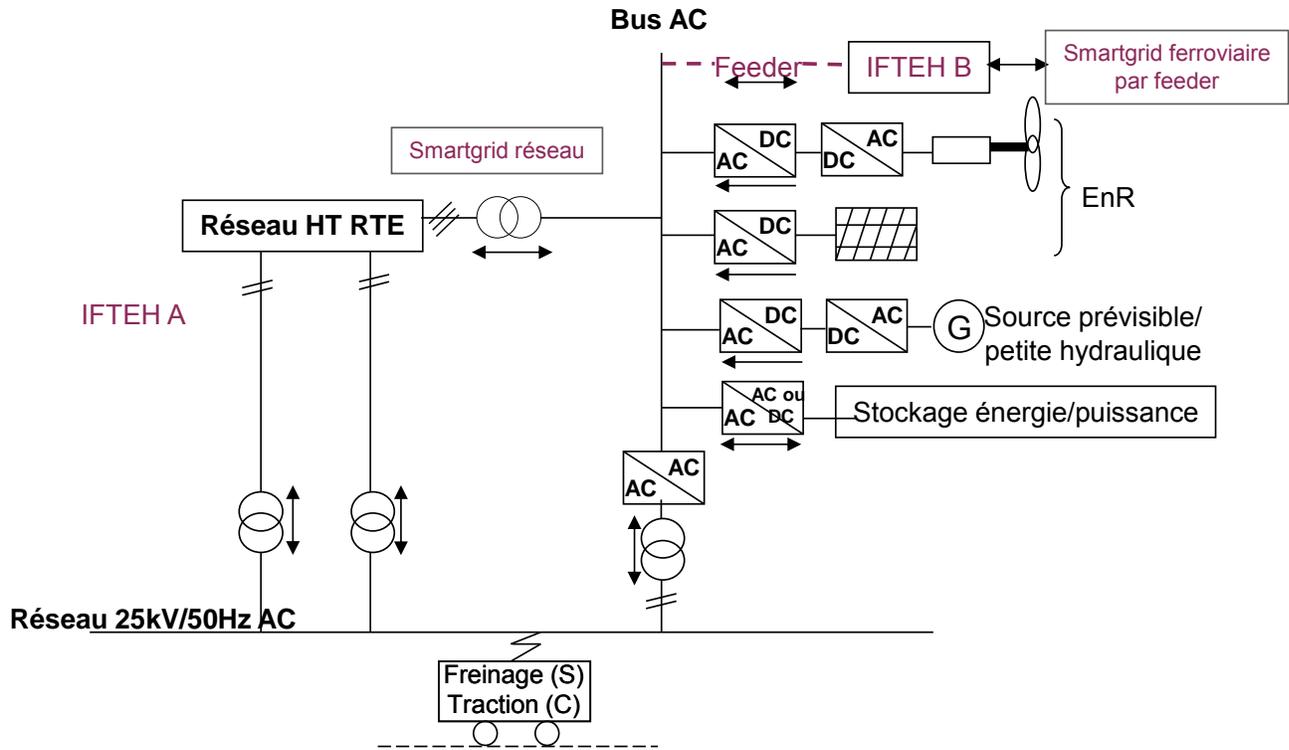


Figure 2.13 Vision réseau de l'IFTEH en 25kV/50Hz et interconnexion par bus CA

## 2.4 Pré-dimensionnement optimal d'une sous-station ferroviaire hybride

### 2.4.1 Problématique

La conception optimale des systèmes énergétique hybrides, embarqués ou stationnaires, est un sujet de large intérêt. Des nombreuses études ont été menées pour traiter cette problématique [LUN-12], [ZHO-10]. L'enjeu premier est de dimensionner de façon optimale une installation de puissance, composée de sources de production renouvelables, couplées au réseau ou isolées, et associées à un système de stockage.

Le deuxième enjeu est la gestion énergétique de ce système qui joue un rôle important dans son dimensionnement et son utilisation efficace; en effet, la disponibilité de puissance, ainsi que la durée de vie des composants du système, sont fortement impactés par sa gestion énergétique [ABE-12].

L'interdépendance du dimensionnement d'un système multi-sources et de son mode de gestion est illustrée dans [SEE-97], où l'importance d'avoir un système proprement dimensionné du point de vue économique, avec un mode d'opération efficace, est mise en évidence pour un système hybride intégrant des PV et isolé du réseau.

La difficulté à résoudre le problème de conception systémique qui intègre l'optimisation du dimensionnement par la stratégie de gestion, réside surtout dans la complexité du problème à optimiser. Pour faciliter l'analyse, une décomposition du problème est envisageable. Ainsi, trois éléments principaux peuvent être considérés pour développer ce travail :

- la modélisation du système à concevoir ;

- la formulation d'un cahier des charges du problème d'optimisation en exprimant les variables d'optimisation (c'est-à-dire les degrés de liberté du système), les contraintes de faisabilité et les objectifs à minimiser/maximiser ;
- le choix d'un algorithme compatible avec le modèle du système et capable de traiter le problème d'optimisation.

#### **2.4.1.1 Modélisation en vue d'un dimensionnement optimal**

La phase de modélisation en vue d'un dimensionnement optimal d'une installation hybride, doit évaluer l'ensemble des technologies de production et de stockage afin de correspondre au mieux aux besoins énergétiques et économiques fixés a priori. Pour cela, plusieurs aspects devraient être considérés dans la phase de conception optimale. Un premier aspect est lié à la complémentarité des différentes technologies d'énergie renouvelable. En effet, l'intérêt d'utiliser l'énergie hydroélectrique pour compléter l'énergie éolienne, ainsi que le caractère compensatoire de l'énergie solaire et éolienne, sur une année, ont été mis en évidence dans plusieurs travaux [JAR-04], [HON-09]. Un deuxième aspect concerne l'intérêt technico-économique à combiner les technologies de production intermittente avec un système de stockage, en vue du lissage de la production. La problématique d'intermittence des sources de production renouvelable peut être traitée par l'intégration des incertitudes ou des indicateurs d'efficacité énergétique dans l'étape de dimensionnement, l'objectif final du dimensionnement étant toujours d'assurer la fiabilité en production du système [KAA-10].

#### **2.4.1.2 Cahier de charges et outils d'optimisation**

Pour l'analyse technico-économique des systèmes multi-sources autonomes ou connectés au réseau, différentes méthodes de conception optimale et outils d'optimisation sont utilisés. Généralement, les principaux paramètres à considérer dans la formulation d'un cahier de charges de la phase de dimensionnement sont [CEL-03] : le niveau d'autonomie, le moment où la demande de charge est accomplie (c'est-à-dire le temps d'alimentation de la charge) et le coût total du système. En fonction des attentes particulières de l'installation hybride, des hypothèses concernant la contribution des ressources renouvelables dans le système multi-sources peuvent être fixées a priori [PUC-11]. Pour le dimensionnement optimal de la génération d'énergie d'un système hybride, à partir de plusieurs scénarios de contrôle du mode d'opération, l'utilisation du stockage (la puissance de charge/décharge) est définie en amont de la phase d'optimisation [JAH-11].

Plusieurs outils d'optimisation dédiés sont utilisés pour traiter les problèmes de planning, de dimensionnement et d'opération des systèmes d'énergie renouvelable associés au stockage d'énergie. Dans [HAF-12], le dimensionnement optimal et le planning journalier et annuel des sources de production d'un micro-réseau sont réalisés à l'aide du logiciel HOMER (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables). Le but est de minimiser le coût sur la durée de vie, en évaluant les performances du système et les émissions environnementales. HOMER, initialement développé par le National Renewable Energy Laboratory en 1993 pour les programmes d'électrification rurale, permet de déterminer comment intégrer de manière optimale les sources d'énergie intermittentes, au sein des systèmes hybrides. Disponible sous la licence HOMER Energy depuis 2009, ce logiciel offre des solutions en termes de rentabilité économique, au sujet de la conception de systèmes de petite puissance.

Une formulation générique de la gestion énergétique dans la phase d'optimisation d'un système hybride est proposée dans [WAR-09] ; pour ce cas, le dimensionnement et le planning des sources et charges sur une journée, sont développés sur l'ensemble des solutions logicielles d'optimisation CADES (Component Architecture for Design of Engineering Systems). CADES est un outil qui permet de dimensionner et optimiser une variété de systèmes ou phénomènes physiques, utilisant des techniques de programmation non-linéaire. Néanmoins, pour une analyse sur un horizon temporel plus large que la journée ou le mois, des simplifications du modèle initial sont nécessaires, y compris la linéarisation du problème d'optimisation, afin de faciliter le temps de calcul. Pour cela, dans [WAR-09], le problème d'optimisation est reformulé et testé sur CPLEX pour comparer les deux outils d'optimisation. CPLEX est un outil informatique utilisant le langage C et l'algorithme du simplexe pour la résolution des problèmes d'optimisation.

### **2.4.1.3 Algorithmes d'optimisation pour la conception des systèmes hybrides**

Comme indiqué dans [BRI-07], ce qui prévaut dans le choix d'un algorithme, c'est son adéquation avec la formulation du problème d'optimisation et le modèle utilisé pour calculer la fonction objectif et les contraintes. Si la fonction objectif et les contraintes peuvent être exprimées à partir des variables d'optimisation sous une forme linéaire, la programmation linéaire (LP) avec des algorithmes du simplexe ou du point intérieur est très efficace [CAN-11]. De même, la programmation quadratique (QP) est bien adaptée à une fonction objectif quadratique et des contraintes linéaires.

Pour les deux méthodes d'optimisation précédentes, le gradient (dérivées premières) et le hessien (dérivées secondes) sont constants et fournis. La fonction objectif et les contraintes sont ainsi sous une forme explicite, correspondant à un développement de Taylor au 1<sup>er</sup> ou 2<sup>nd</sup> ordre, ce qui contribue à la précision et à la rapidité de ces algorithmes. Un tel modèle est qualifié de « boîte blanche » [DEL-11].

Dans notre cas, le modèle est construit avec Matlab et/ou Simulink et le système d'équations algébriques et différentielles (DAE) est implicite et caché. Ce type de modèle est qualifié de « boîte noire », ce qui signifie qu'il est juste possible d'obtenir les valeurs de la fonction objectif et des contraintes pour un jeu de valeurs des variables d'optimisation. Une optimisation avec un modèle de type « boîte noire » requiert une méthode d'optimisation non-linéaire.

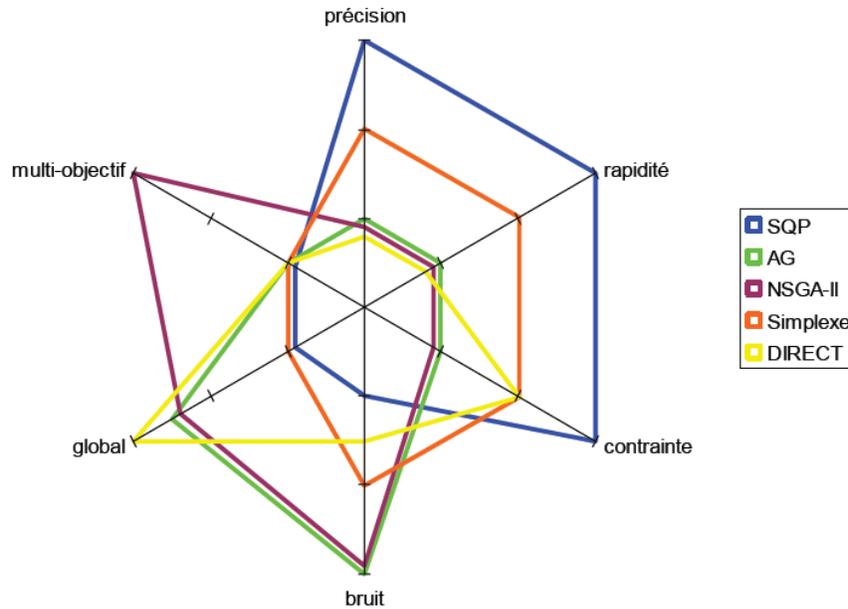
Un état de l'art sur les démarches de conception par optimisation et les méthodes d'optimisation non-linéaire les plus utilisées en conception des machines électriques est présenté dans [BRI-07], [GIL-09]. En fonction des modes de recherche souhaités, il existe deux catégories de méthode d'optimisation : déterministe et stochastique.

La première catégorie est représentée par les algorithmes déterministes, qui utilisent ou non le gradient, tels que la programmation quadratique séquentielle (SQP). Cette méthode trouvera toujours le même optimum si les conditions initiales et les paramètres de contrôle de l'algorithme sont identiques. La plupart des méthodes déterministes sont locales, mais il existe aussi quelques méthodes globales telles que la méthode DIRECT (de l'anglais DIviding RECTangles) qui considère que la fonction objectif est minorée par une fonction linéaire par partie.

La deuxième catégorie concerne les algorithmes stochastiques comme l'algorithme génétique (AG) [LAG-08] ou NSGA-II, l'optimisation par essaims particuliers (PSO) [JAH-11], etc. La recherche stochastique utilise des mécanismes de transition probabilistes qui conduisent à des résultats différents pour des conditions initiales et des paramètres de contrôle identiques. Presque

toutes ces méthodes sont globales et font appel aux opérateurs de recherche fondamentaux comme la diversification et l'exploitation.

L'hybridation des méthodes est une nécessité constatée par de nombreux acteurs. Une classification de quelques méthodes d'optimisation suivant leurs caractéristiques est proposée par [BRI-07] dans la Figure 2.14. Les axes sont la précision de la solution, la rapidité, la capacité à gérer les contraintes, la robustesse vis-à-vis du bruit de la fonction objectif, la capacité à trouver l'optimum global et la capacité à traiter un problème avec des objectifs multiples. Les méthodes ayant la plus grande surface sont les plus intéressantes. L'hybridation de deux méthodes revient à faire l'union des deux aires et la Figure 2.14 met bien en évidence les associations intéressantes.



**Figure 2.14 Classification d'algorithmes d'optimisation [BRI-07]**

Enfin, une classification générale des techniques d'optimisation utilisées pour la conception optimale des systèmes hybrides PV – éolien est présentée dans [ZHO-10]. On retrouve ainsi les scénarios d'optimisation basés sur différentes prévisions météorologiques ainsi qu'une série de techniques d'optimisation constituée de :

- outils de construction graphiques ;
- approches probabilistes ;
- techniques itératives ;
- outils d'intelligence artificielle ;
- le contrôle du système par une gestion énergétique.

#### **2.4.1.4 Méthodologie de pré-dimensionnement d'IFTEH**

On parle d'un pré-dimensionnement d'IFTEH lorsqu'on vise à définir un cadre des contraintes techniques (taille approximative des systèmes, puissance installée des moyens de production et de stockage...) et des recommandations de fonctionnement nécessaires à l'approche temps réel, afin d'assurer l'obtention de l'optimum proposé ci-dessus. Ces consignes pourraient

être obtenues par l'analyse de la situation optimale et pourront orienter les règles de la gestion énergétique de l'IFTEH.

L'ensemble des éléments identifiés dans la problématique de dimensionnement des systèmes multi-sources de puissance, conduit les réflexions concernant le pré-dimensionnement de l'IFTEH vers la mise en place d'une méthodologie d'optimisation, qui pourra être appliquée à n'importe quel cas d'étude. Comme vu précédemment, l'importance d'avoir un modèle des composants du système, la définition d'un cahier de charges, ainsi que le choix pertinent d'un outil d'optimisation, sont des éléments clés dans le développement d'une stratégie d'optimisation. Outre ces aspects, et afin d'assurer une analyse pertinente de la solution proposée par l'algorithme d'optimisation, des itérations sur les résultats d'optimisation seront nécessaires.

La démarche proposée pour le pré-dimensionnement d'IFTEH, constituée de plusieurs étapes, comme l'illustre la Figure 2.15, est basée sur un processus itératif d'optimisation. Une première phase vise la définition du cahier de charges du problème d'optimisation. La modélisation des composants du système permettra d'identifier les variables d'optimisation et leurs contraintes, ainsi que la fonction objectif du modèle d'optimisation. En fonction des caractéristiques de ce dernier, une deuxième phase est proposée pour orienter le choix d'une technique d'optimisation pour la résolution du problème. L'analyse des résultats d'optimisation ne peut se faire qu'en s'assurant que la solution optimale fournie par l'algorithme d'optimisation a un taux de convergence satisfaisant et respecte les contraintes prédéfinies. Puisque le pré-dimensionnement d'IFTEH ne devrait être initialement effectué que pour un intervalle de temps limité, afin d'améliorer le processus d'optimisation, les dernières étapes sont dédiées à l'extension du domaine temporel d'étude selon des approches d'optimisation prévisionnelle (Figure 2.15).

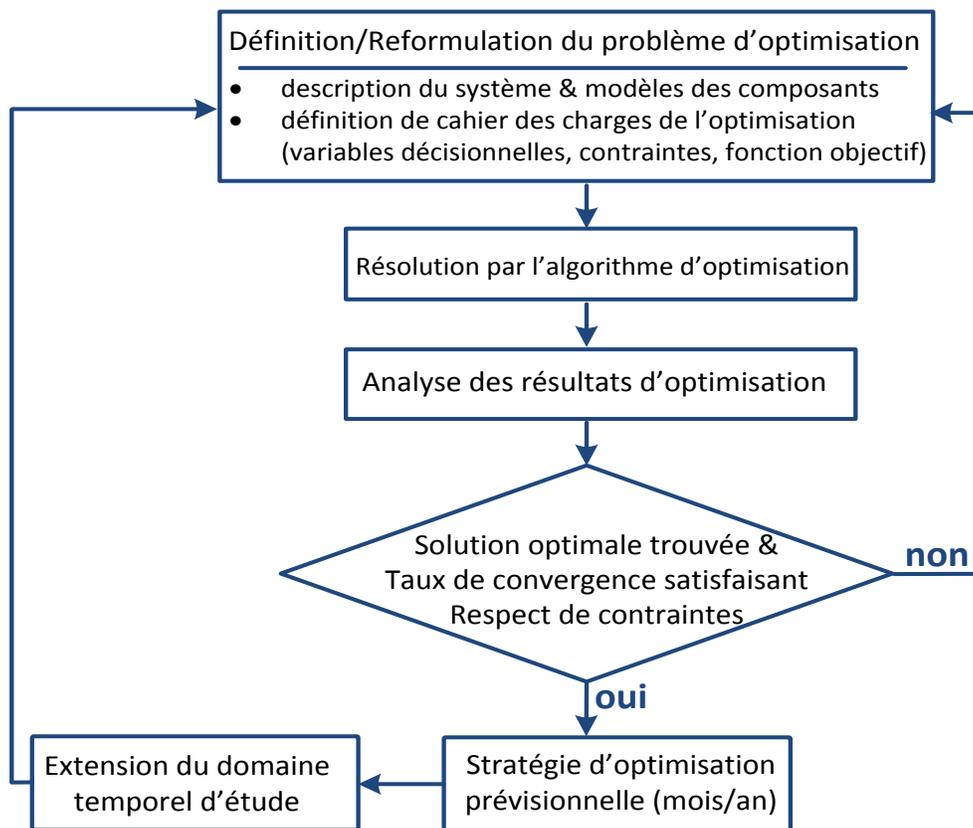


Figure 2.15 Approche d'optimisation proposée pour le pré-dimensionnement d'IFTEH

## **2.4.2 Modélisation quasi-statique des éléments de stockage et des sources de production d'une IFTEH**

La première étape de la méthodologie de pré-dimensionnement d'IFTEH concerne la définition du problème d'optimisation. Afin de trouver la surface photovoltaïque, le nombre des éoliennes et la consigne de puissance du stockage nécessaire pour satisfaire la demande en puissance, selon la configuration de l'IFTEH (Figure 2.10), un modèle quasi-statique des éléments de stockage et des sources de production est implémenté sous Matlab/Simulink. Ce modèle est basé sur la description des flux de puissances du système et intègre les pertes des convertisseurs. Les gisements énergétiques locaux sont pris en compte à partir de cycles de fonctionnement idéalisés (pour une journée type, par exemple). Pour que l'étude soit représentative de la durée de vie des technologies utilisées, l'étude des coûts économiques est menée sur 20 ans.

### **2.4.2.1 Profils de consommation énergétique des sous-stations ferroviaires**

Dans le cadre du projet CONIFER, plusieurs cas d'application ont été proposés comme bases de tests et de modélisation des différentes configurations de futures sous-stations hybrides. Les scénarios choisis sont [BEN-11a]:

- la LGV Est européenne, alimentée en 2x25 kV, 50Hz ;
- la vallée de la Maurienne, alimentée en 1500V CC ;
- la région parisienne – réseau Nord (ligne RER B), alimenté en 25 kV monophasé – 50Hz ;
- la région parisienne – réseau Sud (ligne RER C), alimenté en 1500V CC.

Le cas de la LGV Est européenne a été trouvé intéressant tout d'abord pour la quantité importante d'énergie refoulée. Cette énergie refoulée sur le réseau d'alimentation RTE et non consommée par un train croiseur ne représente que 3% de l'énergie consommée, néanmoins elle a atteint 8 GWh durant l'année 2011 [BEN-11a], ce qui fait une quantité importante d'énergie en valeur absolue. L'espace disponible au niveau des cinq sous-stations de la ligne, le trafic dense et cadencé, ainsi que la présence du matériel roulant homogène, sont des caractéristiques importantes à considérer, permettant d'envisager l'intégration d'autres installations.

La ligne de montagne de la vallée de la Maurienne possède de fortes déclivités, avec des pentes jusqu'à 30% au niveau de St Jean de Maurienne. Ceci permet de récupérer une quantité importante d'énergie au freinage, qui est ensuite utilisée par les trains croiseurs. La vallée de la Maurienne offre également un potentiel important de gisements énergétiques (en particulier son potentiel hydraulique).

La région parisienne – réseau Nord (RER B : secteurs de Mitry - Drancy) est un scénario choisi pour mettre en évidence l'énergie électrique refoulée à la caténaire. Cette énergie (non mesurable) a été évaluée par simulation avec le logiciel ESMERALDA (Etude par Simulation sur Modèles Electriques Représentatifs de l'Alimentation et des Locomotives pour le Dimensionnement des Appareils). En raison du trafic dense sur les secteurs d'alimentation de Mitry et de Drancy, l'énergie refoulée sur le réseau d'alimentation RTE n'est pas significative.

La région parisienne – réseau Sud (RER C : axe Brétigny - Dourdan) bénéficie d'un potentiel d'énergie récupérable élevé. St Evroult est la seule sous-station installée sur cet axe, et afin de le renforcer, la sous-station de Dourdan devrait être installée d'ici une année [BEN-11a]. Aussi, les simulations avec ESMERALDA pour l'implantation d'une sous-station réversible à Arpajon, ont

permis de montrer que celle-ci pourrait économiser une partie de l'énergie normalement consommée. Si à l'horizon de 2020, l'intégralité des circulations sera constituée d'engins récupérateurs, cette installation permettrait d'obtenir un taux de récupération d'énergie avoisinant les 7% par rapport à l'énergie consommée.

Afin de tester un cas de pré-dimensionnement, un profil des cas susmentionnés peut être choisi. La variable représentant la puissance de la consommation des trains sera notée  $P_{conso}$ .

#### 2.4.2.2 Modèle de pré-dimensionnement de la production photovoltaïque

La production d'électricité photovoltaïque dépend : de l'ensoleillement et de la température de la zone géographique, de la saison et de l'heure de la journée, de l'orientation et l'inclinaison de la surface des capteurs photovoltaïques, du degré de pollution du lieu, ainsi que des conditions météorologiques (couches nuageuses). La combinaison de tous ces paramètres produit la variabilité dans l'espace et le temps de l'irradiation journalière [ROB-12].

Basées sur le principe de l'effet photovoltaïque, les cellules photovoltaïques permettent la conversion directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique. Ces cellules sont constituées de couches de matériaux semi-conducteurs, le plus souvent le silicium monocristallin, poly-cristallin ou amorphe. La performance des modules photovoltaïques dépend du rendement de transformation de la lumière du soleil en électricité. Avec un rendement allant jusqu'à 15%, dans le commerce (pour les cellules en silicium), améliorer l'efficacité énergétique de cette installation est un enjeu important pour l'industrie photovoltaïque. L'avantage des modules PV consiste principalement dans leur sûreté et leur grande fiabilité. La performance des cellules photovoltaïque est généralement garantie par les fabricants pour une durée de vie de 20 à 25 ans, mais cela dépend de la technologie utilisée. Les installations photovoltaïques requièrent peu de maintenance et les matériaux utilisés pour leur production sont recyclables.

L'installation des systèmes photovoltaïques au sein d'une sous-station ferroviaire est soumise à la superficie disponible du site. Pour cette raison, dans la démarche de pré-dimensionnement, c'est la surface disponible qui sera considérée comme la variable à déterminer. Cette surface influe logiquement sur la quantité de puissance produite, mais aussi sur le coût total de l'installation. Ainsi, si  $S_{PV}$  représente la surface du module PV en  $m^2$ ,  $I_{sol}$  l'ensoleillement en  $W/m^2$  et  $\eta_{PV}$  le rendement de référence du module, la puissance produite par les panneaux photovoltaïques  $P_{PV}$  est donnée par [ABB-11] :

$$P_{PV} = I_{sol} \cdot \eta_{PV} \cdot S_{PV} \quad (2.1)$$

#### 2.4.2.3 Modèle de pré-dimensionnement de la production éolienne

La production éolienne est assurée par la conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. La vitesse du vent sur un site donné, varie suivant les saisons, les mois, les jours, mais peut également varier fortement en quelques secondes. Les éoliennes sont de deux types : à axe horizontal ou vertical. La plupart des éoliennes actuellement installées sont des éoliennes à axe horizontal. L'assemblage de plusieurs pales sur un axe de rotation constitue la turbine. Les éoliennes à axe horizontal sont de plus en plus constituées des trois pales profilées aérodynamiquement, afin de garantir un compromis entre la puissance récupérable et le coût de la machine [ROB-12]. En effet, le rendement de ces machines est assez élevé en comparaison avec les autres machines. De part leur conception, ces aérogénérateurs peuvent suivre la direction du

vent et sont silencieux. Les éoliennes ne sont pas polluantes et constituent un bon complément du système photovoltaïque. Elles sont bien adaptées pour les sites isolés ventés.

Pour connaître la puissance éolienne à installer au sein d'une sous-station ferroviaire, on cherche à déterminer un coefficient de puissance  $X_{eol}$ , qui dépend de la puissance en sortie de l'éolienne. Cela peut se traduire par le nombre d'éoliennes ( $N_{eol}$ ) nécessaires dans l'IFTEH. Comme pour la surface photovoltaïque, le nombre d'éoliennes influe sur la quantité de puissance produite, mais aussi sur le coût total de l'installation. La puissance en sortie de l'éolienne, repris de [ASH-07] est :

$$N_{eol} = X_{eol} \cdot P_{eol} \quad (2.2)$$

$$P_{eol} = \eta_t \cdot \eta_{gen} \cdot 0,5 \cdot C_p \cdot \rho_{air} \cdot S_b \cdot v_n^3 \quad (2.3)$$

- $\eta_t, \eta_{gen}$  sont les rendements de la turbine et du générateur ;
- $C_p$  est le coefficient de puissance de la turbine (dépend du fabricant) ;
- $\rho_{air}$  est la masse volumique de l'air ( $\rho_{air} = 1.225 \text{ kg/m}^3$ ) ;
- $S_b$  est la surface balayée par les pales du rotor (exprimée en  $\text{m}^2$ );
- $v_n$  est la vitesse du vent (en m/s).

#### 2.4.2.4 Modèle de pré-dimensionnement du système de stockage

Le stockage énergétique joue un rôle essentiel dans un système de puissance hybride, caractérisé par le caractère aléatoire et variable dans le temps des sources renouvelables. Dans la phase de pré-dimensionnement, l'objectif est de déterminer l'énergie maximum, l'énergie initiale du système de stockage ainsi que le profil optimal de puissance. On cherche à obtenir un profil de charge/décharge ou la puissance de consigne du stockage et le nombre d'éléments de stockage nécessaires. Pour la modélisation, on a considéré un modèle de synthèse en flux de puissance d'une batterie adaptée pour les applications ferroviaires, comme proposé dans [JAA-09]. La puissance utile du stockage ( $P_{sto}$ ) prend en compte la puissance d'entrée ( $P_{a\_sto}$ ) et le rendement ( $\eta_{bat}$ ).

$$P_{sto} = \eta_{bat} \cdot P_{a\_sto} \quad (2.4)$$

L'énergie de la batterie à chaque instant donné ( $E_{sto}$ ), pourra être déterminée, en fonction de l'énergie initiale ( $E_{sto\_init}$ ) et de la puissance de stockage en convention récepteur, par l'équation :

$$E_{sto}(t) = E_{sto\_init} + \int_0^t P_{sto}(t) \cdot dt$$

$$E_{sto}(i) = E_{sto\_init} + \Delta t \cdot \sum_{j=1}^i P_{sto}(j) \quad (2.5)$$

Les batteries admettent une densité d'énergie massique ( $E_{spec}$ ) et une densité de puissance spécifique ( $P_{spec}$ ) [JAA-09]. Le nombre d'éléments de stockage ( $N_{elem}$ ) dépend de ces caractéristiques. Cela peut se calculer en fonction de maximum des ratios d'énergie maximale ( $E_{sto\_max}$ ) et spécifique ( $E_{spec}$ ), et de puissance maximale ( $P_{max}$ ) et spécifique ( $P_{spec}$ ) :

$$N_{elem} = \max\left(\frac{E_{sto\_max}}{E_{spec}}, \frac{P_{sto\_max}}{P_{spec}}\right) \quad (2.6)$$

Pour le système de stockage, les inconnues sont :  $E_{sto\_max}$ ,  $E_{sto\_init}$  et les consignes de puissance  $P_{sto}(t)$ , d'où l'influence de la discrétisation sur le nombre des variables à optimiser.

#### 2.4.2.5 Relations économiques et description de la fonction objectif

Les coûts associés à la production renouvelable et au système de stockage choisi, ainsi qu'un modèle d'achat d'énergie du réseau, doivent être exprimés en fonction des variables influentes dans le processus de pré-dimensionnement.

Le coût total associé à la technologie photovoltaïque est établi en fonction de la surface nécessaire pour l'installation et du coût d'investissement  $C_{inv\_PV}$ . Il peut être exprimé par l'équation :

$$C_{PV} = C_{inv\_PV} \cdot S_{PV} \quad (2.7)$$

Le coût total qui correspond à la production éolienne, peut être établi en fonction du coût d'investissement de la technologie et de l'énergie utile ( $E_{eol}$ ).

$$C_{eol} = C_{inv\_eol} \cdot E_{eol} \quad (2.8)$$

Le coût d'investissement du stockage dépendra du nombre d'éléments (nombre de batteries par exemple) nécessaire dans l'IFTEH. Il peut être calculé par l'équation :

$$C_{sto} = C_{elem} \cdot N_{elem} \quad (2.9)$$

Afin de pouvoir acheter ou vendre de l'électricité, un modèle économique du réseau doit être considéré. Le plan de tarification intégré dans cette étude est le tarif Jaune EDF – Option Base. En effet, cette hypothèse d'achat d'énergie a été faite en conformité avec les règles de confidentialité concernant le modèle économique d'achat d'énergie à la SNCF. Les coûts d'énergie du tarif Jaune EDF varient au cours de la journée et tout au long de l'année. Les prix correspondant aux heures pleines et heures creuses en hiver et en été sont disponibles dans [EDF-12]. Les prix de l'électricité sont fixés selon ces deux saisons, l'été d'avril à octobre, soit 214 jours et l'hiver de novembre à mars, soit 151 jours. La variation des prix selon les heures creuses et les heures pleines au cours d'une journée est décrite ci-dessous :

- Coût heure creuse/heure pleine été ( $C_{HCE} = 2,95 \text{ c€/kWh}$ ,  $C_{HPE} = 4,17 \text{ c€/kWh}$ ) ;
- Coût heure creuse/heure pleine hiver ( $C_{HCH} = 6,41 \text{ c€/kWh}$ ,  $C_{HPH} = 8,98 \text{ c€/kWh}$ ).

Pour analyser l'intérêt de l'insertion des sources renouvelables et du stockage d'énergie dans l'IFTEH, l'hypothèse de la revente du surplus d'énergie sur le réseau est proposée. Un prix de revente de 10% du prix d'achat peut être envisagé dans une première phase de test. La convention de signe de la puissance ( $P_{res}$ ) du réseau est :

$$\begin{cases} P_{res} > 0, \text{puissance prélevée du réseau} \\ P_{res} < 0, \text{puissance renvoyée au réseau} \end{cases} \quad (2.10)$$

La fonction objectif est l'expression mathématique qui combine les variables à des coefficients afin d'en exprimer un coût global de l'installation hybride à minimiser. Cette expression est donc la somme des coûts totaux du photovoltaïque, de l'éolien et du système de stockage (2.11). De plus, l'achat et la revente d'énergie au réseau sont pris en compte.

$$C_{tot} = C_{PV} + C_{eol} + C_{stock} + C_{res} \quad (2.11)$$

L'intérêt de l'étude est de pouvoir fournir la consommation tout en minimisant le coût total de l'installation hybride et ainsi obtenir un pré-dimensionnement des sources et la stratégie de charge/décharge du stockeur.

#### 2.4.2.6 Formulation du problème de gestion énergétique et description des contraintes

Le problème d'optimisation doit respecter un bilan de puissance qui lie toutes les sources entre elles, afin de garantir l'équilibre entre la production et la consommation [ABE-12], [CLA-10]. Pour le cas de l'IFTEH, la contrainte d'équilibre entre les puissances produites et consommées à chaque instant, s'écrit :

$$P_{conso}(t) = P_{PV}(t) + P_{eol}(t) + P_{res}(t) - P_{stock}(t) \quad (2.12)$$

Les variables du problème d'optimisation sont énoncées dans le Tableau 2.2. A partir de ces variables, l'implication des différentes sources dans l'installation hybride sera connue. Ces variables sont exprimées dans leurs intervalles de variation, c'est-à-dire dans leurs limites hautes et basses.

Les contraintes du problème d'optimisation concernent plutôt le système de stockage. Ainsi, une contrainte inégalité concerne l'énergie du système de stockage à chaque instant, donnée en équation (2.13) [ABE-12]. Elle peut être également exprimée selon la puissance du stockage  $P_{stock}$ . Suivant la discrétisation choisie, la dimension des contraintes temporelles sera plus ou moins grande.

$$E_{sto_{min}} \leq E_{sto}(t) \leq E_{sto_{max}} \quad (2.13)$$

Une contrainte égalité est nécessaire pour vérifier l'état de charge du stockage en fin de période. Cette contrainte est exprimée par l'équation :

$$\sum_{i=1}^{24} P_{sto}(i) = 0 \quad (2.14)$$

Type de variables	
<i>Dimensionnelles</i>	<i>Temporelles</i>
$S_{pv_{min}} \leq S_{pv} \leq S_{pv_{max}}$	$P_{sto_{min}} \leq P_{sto}(i) \leq P_{sto_{max}}$ avec $i=1, \dots, 24$
$N_{eol_{min}} \leq N_{eol} \leq N_{eol_{max}}$	$E_{sto_{min}} \leq E_{sto}(i) \leq E_{sto_{max}}$ avec $i=1, \dots, 24$
	$E_{sto_{init_{min}}} \leq E_{sto_{init}} \leq E_{sto_{max}}$

Tableau 2.2 Classification des variables d'optimisation et leurs limites

#### 2.4.2.7 Choix de l'algorithme d'optimisation

L'outil mis à disposition pour accomplir cette tâche est la plateforme d'optimisation Sophemis développée par l'équipe d'Optimisation du L2EP. Il s'agit d'une interface graphique qui permet d'utiliser un ensemble de démarches d'optimisation dont certaines sont basées sur des algorithmes disponibles dans les « toolboxes » Matlab nommées « Optimization » et « Direct Search & Genetic Algorithm ».

L'utilisation de Sophemis :

- réduit les problèmes de convergence liés aux ordres de grandeur différents entre les variables, les objectifs et les contraintes ;
- réduit le risque de tomber sur un minimum local par une technique « multi-start » qui consiste à exécuter plusieurs fois l'optimisation avec des points initiaux tirés au hasard dans l'espace de recherche ;
- permet le calcul distribué des optimisations ;
- propose une exportation des résultats vers Excel pour une analyse plus fine.

Le modèle d'IFTEH a été implémenté sous Matlab et Matlab/Simulink. La première implémentation a été faite sous Matlab/Simulink avec comme conséquence un temps de calcul élevé et un bruit numérique lié à la résolution du système d'équations algébriques et différentielles. Le second modèle a été implémenté sous Matlab avec une discrétisation horaire de la journée et l'hypothèse que la puissance de stockage est constante pendant chaque heure.

Deux types d'algorithmes ont été choisis pour résoudre le problème d'optimisation :

- L'algorithme SQP (fmincon de Matlab Optimization Toolbox) pour sa capacité à traiter les contraintes d'égalité et d'inégalité, la non-linéarité des objectifs et contraintes, et la complexité du système. SQP fait partie des méthodes d'optimisation déterministes précises et rapides dans le cas d'un modèle non-bruité (voir Figure 2.14). Le risque de tomber sur un optimum local est réduit par la technique « multi-start » avec 100 points initiaux, ce qui permet de calculer le taux de convergence vers la meilleure solution et ainsi avoir une probabilité qu'il s'agit de l'optimum global.
- L'algorithme génétique (AG), méthode de recherche globale et robuste vis-à-vis du bruit introduit par Matlab/Simulink (voir Figure 2.14). Néanmoins, l'AG ne travaille pas bien avec des contraintes égalités. Pour cette raison, on a dû réécrire le modèle et reformuler le problème d'optimisation.

### 2.4.3 Application de la méthodologie sur un cas d'étude

#### 2.4.3.1 Formulation du problème d'optimisation

L'objectif du problème d'optimisation est de trouver la surface photovoltaïque  $S_{PV}$ , le nombre d'éoliennes  $N_{eol}$  et la consigne de puissance du stockage nécessaire pour satisfaire la demande de puissance. La difficulté est d'intégrer la supervision du système de stockage au dimensionnement des sources d'EnR et des éléments de stockage. L'objectif est de maximiser le profit obtenu par la participation au marché d'électricité. Le cahier de charges du problème d'optimisation, avec les variables et leurs limites, les contraintes et la fonction objectif, est détaillé dans le Tableau 2.3. Les optimisations sont effectuées sur une journée type, à partir d'un profil de charge connu à l'avance, avec un pas de temps de 1h. Le problème d'optimisation comporte ainsi 29 variables d'optimisation, 96 contraintes inégalité et 1 contrainte égalité.

L'AG ayant des difficultés à gérer une contrainte égalité, une modification du modèle et du problème d'optimisation est nécessaire. La contrainte de périodicité  $\sum_{i=1}^{24} P_{sto}(i) = 0$  est supprimée du problème d'optimisation ainsi que la variable  $P_{sto}(24)$  alors que l'équation

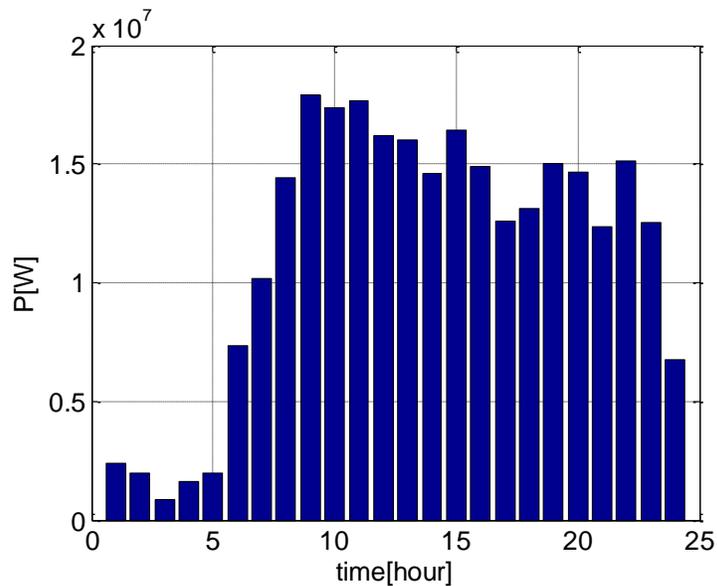
$P_{sto}(24) = -\sum_{i=1}^{23} P_{sto}(i)$  est ajoutée au modèle. Le problème d'optimisation résolu par l'AG comporte donc 28 variables d'optimisation et 96 contraintes inégalité.

Variables & limites	Contraintes	Fonction objectif
$S_{pv_{min}} \leq S_{pv} \leq S_{pv_{max}}$	-	Min $C_{tot}$
$N_{eol_{min}} \leq N_{eol} \leq N_{eol_{max}}$		
$P_{sto}(i)$ , avec $i=1, \dots, 24$ $P_{sto_{max}}$	$-P_{sto_{max}} \leq P_{sto}(i) \leq P_{sto_{max}}$ avec $i=1, \dots, 24$ $\sum_{i=1}^{24} P_{sto}(i) = 0$	
$E_{sto_{init}}, E_{sto_{max}}$	$0 \leq E_{sto_{init}} \leq E_{sto_{max}}$ $0 \leq E_{sto}(i) \leq E_{sto_{max}}$ avec $i=1, \dots, 23$ et $E_{sto}(i)$ est calculé par (2.5)	

**Tableau 2.3 Description du problème d'optimisation avec SQP**

### 2.4.3.2 Données d'entrée

Pour démarrer l'étude de pré-dimensionnement d'IFTEH, il faut connaître les besoins en puissance de la charge (sous-station). Le profil de charge pris en compte correspond à la sous-station de Drancy du secteur Drancy-Mitry de la région parisienne - réseau Nord. Les puissances fournies sont données pour une journée, avec un pas de temps de 10 minutes. Le pré-dimensionnement de l'installation sera donc effectué, dans un premier temps, sur une journée, avec un pas de discrétisation d'une heure, afin de tester l'efficacité de l'outil d'optimisation.



**Figure 2.16 Profil de consommation sur une journée (discrétisé sur 24h)**

Le profil de puissance choisi pour initier l'étude correspond à la courbe la plus pénalisante de l'intervalle (1/01/2010, 3/10/2012). Le maximum de puissance correspond à la journée du 30 juin 2011 ( $P_{conso\_max} \cong 20000kW$ ). Pour obtenir une allure sur 24 points, une moyenne durant six intervalles de dix minutes pour chaque heure est réalisée (Figure 2.16). Le cycle de puissance durant une journée a une importance capitale pour optimiser le dimensionnement de la sous-station ferroviaire hybride. Une fois connus les besoins en puissance de la sous-station, il sera possible de réaliser une optimisation sur cycle [KAA-10], afin de déterminer le pré-dimensionnement et les stratégies de gestion de chacune des sources pour satisfaire cette demande.

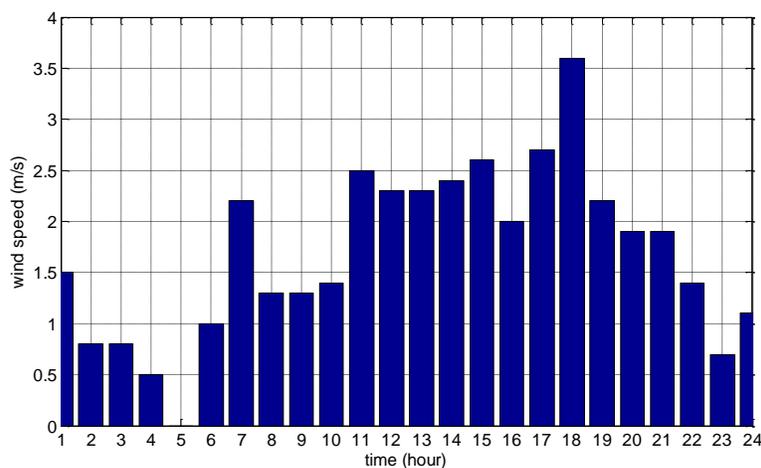
Les sources photovoltaïque et éolienne représentent les sources intermittentes du système, elles subissent les fluctuations de l'irradiation et de la vitesse du vent, selon la journée et la localisation. Dans un premier temps, une courbe d'irradiation sinusoïdale (Figure 2.18) ainsi qu'un profil de vitesse du vent correspondant à une journée d'été (Figure 2.17) ont été choisis pour lancer les essais d'optimisation. Les paramètres d'entrée pour les technologies PV, éolien et le système de batterie nécessaires pour le pré-dimensionnement de l'installation hybride, sont les suivants :

- le rendement  $\eta_{PV} = 0,15$  et le coût d'investissement de  $400€/m^2$  pour le module PV ;
- les rendements  $\eta_t = 0,84$  et  $\eta_{gen} = 0,9$ , avec le coefficient de puissance  $C_P = 0,5$ , ainsi qu'un coût d'investissement de  $70€/MWh$  pour le système éolien ;
- les caractéristiques d'une batterie adaptée pour les applications ferroviaires (Tableau 2.4).

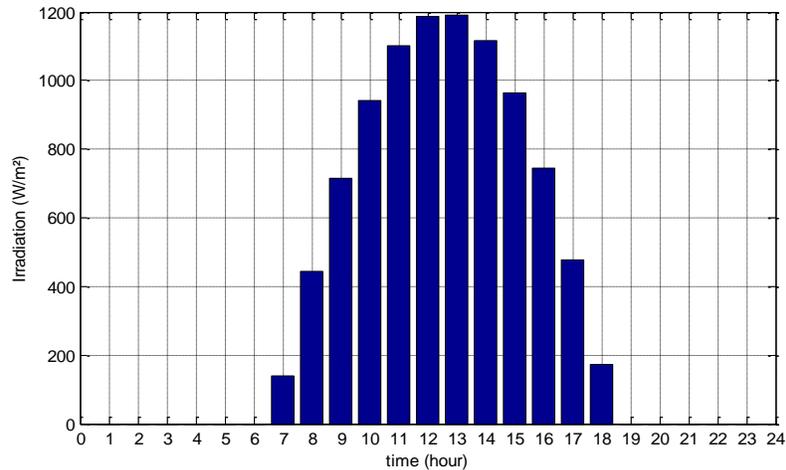
Une puissance positive de stockage indique que le dispositif absorbe de l'énergie tandis qu'une puissance négative indique que le dispositif fournit de l'énergie. Par rapport aux simplifications du modèle, le rendement du système de stockage est considéré constant ( $\eta_{bat} = 1$ ).

Densité d'énergie massique	Densité de puissance	Poids	Prix
70 à 80 Wh/kg	400 W/kg	0.81 kg	210 à 230€/kWh

**Tableau 2.4** Caractéristique du module Ni-Zn de 30 Ah [AKL-08]



**Figure 2.17** Profil de vitesse du vent (discrétisé sur 24h)



**Figure 2.18 Profil d'ensoleillement (discretisé sur 24h)**

### 2.4.3.3 Scénarios d'optimisation et analyse des résultats

Plusieurs scénarios d'optimisation ont été lancés sur la plateforme d'optimisation, afin de comprendre les résultats trouvés par les algorithmes utilisés. Avant de se lancer dans la phase d'optimisation il faut avoir une bonne connaissance du comportement du modèle. Pour le modèle développé sous Matlab/Simulink, l'AG apparaît comme plus pertinent pour résoudre le problème (bien que sa convergence ne soit pas totalement aboutie). En effet, SQP n'arrive pas à converger correctement à cause du bruit introduit par le solveur de Simulink. En revanche, le modèle développé sous Matlab donne des bons résultats avec l'algorithme SQP (à conditions des points initiaux multiples), car le problème de bruit ne se pose plus dans ce cas. L'AG converge vers une solution similaire mais avec moins de précision et requiert un nombre d'évaluations du modèle cinq fois supérieur.

Deux scénarios les plus intéressants sont retenus par la suite. Les optimisations sont effectuées en local ou en utilisant le calcul distribué. Le temps d'optimisation varie de quelques heures (en local) à quelques minutes (en distribué), en fonction de la complexité du modèle et de l'algorithme utilisé.

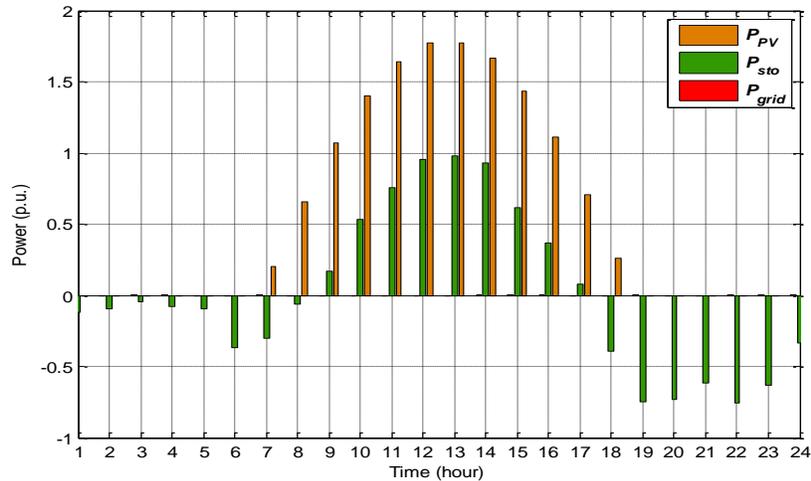
#### **Scénario actuel :**

Le scénario de base correspond aux données d'entrée énoncées précédemment. Les premiers résultats proposés par l'algorithme SQP dépendent fortement des coûts des technologies susmentionnées. Une des solutions propose donc d'installer 2000 m<sup>2</sup> de PV et une très faible utilisation du système de stockage. L'éolien n'est presque pas envisagé, mais cela est dû au profil très faible de la vitesse du vent. En effet, cela permet en même temps de valider le bon fonctionnement de la méthode d'optimisation.

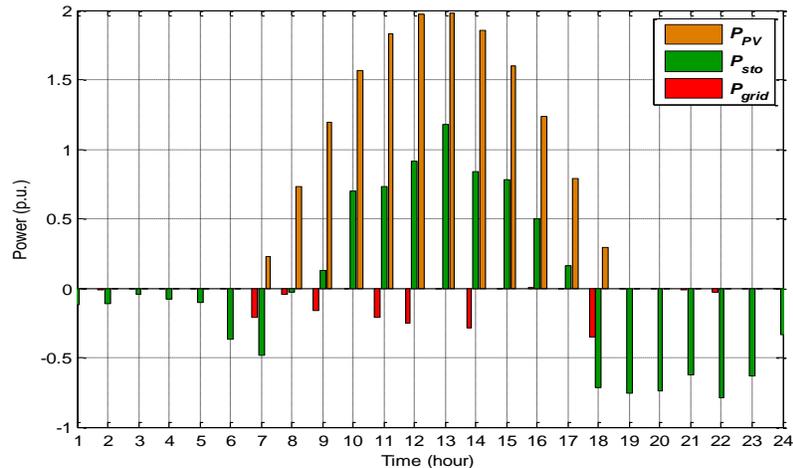
Pour la suite on va retenir un cas avec une tarification conduisant à un intérêt financier pour la production d'origine renouvelable provenant du PV. De plus, l'AG sera exploité en optimisation, en plus de l'algorithme SQP, pour conforter l'obtention d'une solution globale.

#### **Scénario du futur :**

Afin de montrer l'intérêt de la planification optimale des sources de l'IFTEH dans la phase de pré-dimensionnement, un deuxième scénario est nécessaire.



**Figure 2.19** Solution trouvée avec SQP



**Figure 2.20** Solution trouvée avec l'AG

Ce scénario sera basé sur des spéculations économiques concernant les technologies d'énergie renouvelable. Les résultats d'optimisation sont obtenus en utilisant SQP et AG comme algorithmes d'optimisation, tout en supposant un coût de moins 50% pour le PV et un coût nul du système de stockage. Cela permettra de valider la méthodologie de pré-dimensionnement et l'outil d'optimisation associé.

Pour la puissance de charge demandée par l'IFTEH, la distribution des sources dans le système est présentée dans les Figure 2.19 et Figure 2.20. Cette fois, l'utilisation du stockage est trouvée comme solution intéressante dans le processus d'optimisation et sa distribution horaire permet d'analyser son mode d'opération pendant la journée. Le stockage se charge lorsque la production PV est maximale et il se décharge lors d'un pic de charge (qui correspond aussi à un prix de l'électricité élevé).

Pour une meilleure analyse de ces résultats, les valeurs numériques sont données dans le Tableau 2.5, afin de comparer les optimisations effectuées avec les deux algorithmes : SQP et

AG. Bien que les grandeurs des valeurs considérées pour le pré-dimensionnement des sources additionnelles (PV et stockage) soient très élevées (par exemple, pour une sous-station limitée en surface), elles correspondent à la grandeur de la puissance de consommation des trains ( $P_{conso} = 20MW$ ).

Pour ce type d'optimisation, il semble que SQP est plus rapide et plus précis que l'AG pour résoudre le problème de pré-dimensionnement (Figure 2.19). Même si la surface PV nécessaire est très grande, cela permet de garantir une autonomie de l'IFTEH, puisqu'il n'y aura pas de puissance prélevée ou renvoyée au réseau.

A partir d'un scénario de prix choisi, les optimisations réalisées ont pour but de proposer un planning de distribution des ressources de production et de stockage en jouant sur la puissance provenant du réseau et sur le profil de charge/décharge du stockage (les seuls degrés de liberté dans ce cas). Ce planning est réalisé sur une journée (24h). A cause de l'imprévisibilité des énergies renouvelables, un dimensionnement sur une journée type (ou une journée avec des conditions météorologiques les plus ou les moins favorables), sur un mois ou idéalement sur l'année est nécessaire.

Algorithme	Variable d'optimisation ( $S_{pv}$ )	Fonction coût (C)	Evaluations
SQP	200000m <sup>2</sup>	39736k€	5351
AG	221500m <sup>2</sup>	42342k€	26100

Tableau 2.5 Comparaison des résultats d'optimisation

#### 2.4.3.4 Stratégie d'optimisation prévisionnelle

Plusieurs stratégies d'optimisation sont possibles pour traiter la problématique prévisionnelle pour le dimensionnement optimal d'IFTEH. L'approche qu'on a commencé à traiter dans cette étude est présentée dans la Figure 2.21. Le but est d'optimiser la surface PV, le nombre d'éoliennes, et le plan de consigne du système de stockage. Ainsi, 24 variables temporelles sont nécessaires pour dimensionner la puissance du stockage au long d'une journée (24h=24 intervalles de 1 heure ou 144 intervalles de 10 minutes). La convergence de l'algorithme d'optimisation dépend du nombre de variables. Cela engendre un temps de calcul très important pour le pré-dimensionnement de l'installation. De ce fait, il n'est pas raisonnable de continuer cette démarche avec un stockage hybride (multiplication du nombre de variables par le nombre de technologies de stockage) sur une période de temps plus longue (multiplication du nombre de variables par 12, pour une journée typique par mois, voire 365 si on considère chaque journée de l'année) et avec une discrétisation temporelle plus fine (multiplication du nombre de variables par 6 pour considérer des intervalles de 10 minutes).

	nom	nombre
variables dimensionnelles	$S_{PV}, N_{eol}, E_{max}, P_{max}$	4
variables temporelles	$P_{stock}(t)$	12jours x 24h voire 365jours x 144(10')

Figure 2.21 Approche d'optimisation prévisionnelle

Au-delà de l'amélioration du temps de convergence, l'objectif visé est d'acquérir un savoir-faire en optimisation d'une sous-station ferroviaire hybride. Ce savoir-faire est un pré-requis à la réalisation d'un outil qui puisse être utilisé à la SNCF. Dans ce sens, d'autres approches d'optimisation prévisionnelles sont possibles, par la linéarisation du problème d'optimisation [BRI-07], [CAN-11] ou par une optimisation multi-niveaux. Cette dernière approche est traitée dans [MOU-14] par une stratégie d'optimisation sur deux niveaux. Un niveau structurel qui comporte les variables d'optimisation dimensionnelles ainsi que quelques variables de liaison et un niveau temporel prévu pour traiter les variables d'optimisation temporelles sur une année. L'année est décomposée en journées types ou réelles pour exploiter le calcul distribué et les variables de liaison assurant la continuité de l'énergie stockée entre deux journées.

## 2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, la problématique de conception optimale d'IFTEH a été traitée à deux niveaux. Dans un premier temps, une série d'architectures possibles pour l'interconnexion des unités de production et de stockage au sein de la sous-station ferroviaire a été identifiée. Deux architectures génériques spécifiques au réseau 1500V CC et au réseau 25kV/ 50HZ ont été comparées et analysées, suivant les deux visions d'interconnexion : la vision sous-station et la vision réseau.

Après une analyse des problématiques liées au dimensionnement optimal des systèmes hybrides de puissance, dans la deuxième partie, une approche d'optimisation a été proposée pour le pré-dimensionnement de l'IFTEH. Cette méthodologie vise à traiter, de manière globale, les besoins énergétiques et économiques de l'IFTEH, tout en fixant un cadre de contraintes techniques pour le dimensionnement de l'installation. Ce travail a permis de mettre en évidence, la pertinence d'une approche de conception par optimisation sur cycle des variables dimensionnelles de l'installation, mais également des variables de commandes du système de pilotage.

Un modèle en flux de puissance quasi-statique a été implémenté sous Matlab pour cette phase de pré-dimensionnement. La méthodologie basée sur un processus d'optimisation itératif, a été appliquée sur le cas d'étude de la sous-station Drancy-Mitry (RER B) et plusieurs scénarios d'optimisation ont été comparés. L'analyse des résultats a permis de constater que l'insertion du stockage et des sources renouvelables dans une sous-station ferroviaire est intéressante seulement dans le cas d'un prix très faible de ces technologies, ou bien dans le cas d'un prix très élevé de l'énergie achetée du réseau.

Les résultats d'optimisation sont limités à une journée type, et cela avec un temps de calcul d'optimisation important. Cela est dû au nombre des variables temporelles correspondant au plan de charge/décharge du système de stockage (dans le cas du modèle implémenté sous Matlab/Simulink). A cause de l'imprévisibilité des énergies renouvelables, un pré-dimensionnement sur un mois et/ou idéalement sur l'année est nécessaire. Une extension de la fenêtre temporelle à une année, avec une discrétisation à l'heure ou à 10 minutes, est possible en linéaire [MOU-14], ou en non-linéaire sur 32 journées type, avec une approche multi-niveaux [BRI-14].

## **3 Gestion énergétique optimale d'une sous-station ferroviaire hybride**

### **3.1 Introduction**

Ce chapitre porte sur la méthodologie développée pour la gestion énergétique temps réel d'une IFTEH, objectif visé par la tâche 3.3 du projet CONIFER. Dans le cadre d'une gestion intelligente du réseau ferroviaire, il apparaît judicieux de privilégier une vision énergétique relativement macroscopique [AND-11].

La gestion énergétique des systèmes multi-sources en général et d'IFTEH en particulier, doit intégrer également les aspects environnementaux et économiques. Elle vise à coordonner systématiquement l'approvisionnement, la conversion, la distribution et l'utilisation de l'énergie pour répondre aux objectifs prédéfinis. Pour le module de gestion énergétique d'IFTEH, les principales questions à traiter sont :

- Quels sont les principaux flux énergétiques circulant dans l'IFTEH et comment les piloter?
- Quels sont les objectifs de gestion à choisir pour répondre aux besoins énergétiques et économiques du réseau ferroviaire alimenté par l'IFTEH ?
- Quels sont les entrées et sorties du module de supervision énergétique ?

Après avoir rappelé la problématique de la gestion énergétique d'IFTEH, la première partie présente une synthèse des méthodes de gestion énergétique des systèmes multi-sources. Ce travail a permis de concevoir une approche multicritères, à différents horizons temporels, envisagée pour développer une stratégie de gestion énergétique adaptée à l'IFTEH. L'architecture globale de l'outil de conception et gestion optimale de l'IFTEH met en évidence les différents modules à implémenter. Dans la deuxième partie, la stratégie de supervision énergétique court terme, basée sur la logique floue est développée. La troisième partie concerne l'analyse des résultats de simulations obtenues par l'application de la méthodologie de gestion sur un cas d'étude d'une IFTEH. L'influence du dimensionnement du système sur la gestion énergétique, ainsi qu'une étude d'optimisation des paramètres du superviseur énergétique seront également discutées. Les principales conclusions et perspectives du travail sont présentées en fin de chapitre.

### **3.2 Synthèse des méthodes de gestion énergétique des systèmes multi-sources**

L'intégration des sources décentralisées et des systèmes de stockage dans les futures sous-stations hybrides nécessitera le développement de la valorisation du stockage de l'énergie par une mutualisation de services et une supervision multi objectifs adaptées à l'intégration de systèmes multi-sources et multi-charges. Un défi pour le développement de ces stratégies de supervision est le comportement aléatoire des systèmes concernés dont les horizons temporels peuvent être très courts (solicitations dynamiques) ou très longs (caractère saisonnier des sources renouvelables). Rapporté à l'échelle temporelle, on distingue plusieurs types de supervision des systèmes multi-sources [SPR-09], [ROB-13] :

- la supervision à long terme, (quotidienne à mensuelle, basée sur la prédiction et l'anticipation des variables d'entrée) ;
- la supervision à moyen terme, (d'une heure à une demi-heure, qui fournit une consigne prévisionnelle avec des données d'entrée moyennées) ;

- la supervision temps réel, (permettant la correction prévisionnelle en fonction des mesures) ; elle est en particulier considérée dans ce rapport.

Concernant la supervision énergétique des systèmes multi-sources, un état de l'art suivi d'une analyse des spécificités de chacune des méthodes est réalisé dans [AGB-12], [HAN-08], [NEH-11], [RIF-09] et [ROB-13]. Les trois familles d'outils proposées dans ce sens, sont :

- les outils de formalisation causale, dont l'inversion du bilan de puissance permet de déterminer des puissances de référence (un modèle mathématique assez détaillé est nécessaire ainsi que le comportement du système en temps réel) ;
- les outils d'optimisation explicite, qui permettent de faire un choix optimal par la formulation de contrainte, de variable d'optimisation et d'une fonction objectif à minimiser ou maximiser (ex : la minimisation des émissions CO<sub>2</sub>). Cette approche est difficile à mettre en œuvre en temps réel ;
- les outils d'optimisation implicite, dont la logique floue fait partie ([COU-08], [SPR-09], [WAN-06], [ZHA-12]).

Les méthodes d'optimisation explicites sont difficiles à mettre en œuvre en temps réel, et ne sont pas aisément exploitables lorsque l'horizon temporel d'étude doit s'étendre sur une année et lorsqu'il faut considérer des systèmes dont l'état dépend du temps, tel que le stockage. Cela est valable en particulier pour les outils de programmation non-linéaire, comme ceux analysés dans le deuxième chapitre de la thèse.

Les méthodes implicites avec des outils d'intelligence artificielle, comme la logique floue, sont par contre bien adaptées à la gestion de systèmes "complexes" dépendant de grandeurs ou d'états difficilement prévisibles, donc mal connus (vent, ensoleillement, état du réseau, consommation,...). Ces outils permettent de développer une méthodologie de construction de superviseur pour la gestion énergétique des installations de puissance avec production d'énergie et stockage intégré. Cette méthodologie ne nécessite pas de modèle mathématique, car elle est basée sur l'expertise du système représentée par des règles floues. Elle s'adapte à des entrées aléatoires et permet une supervision multi-objectifs avec des transitions progressives entre les modes de fonctionnement. Enfin, elle permet une gestion du stockage par convergence vers un niveau de charge et la maîtrise de la complexité en vue du traitement temps réel.

### **3.2.1 Approche multicritères pour la supervision énergétique d'IFTEH**

Afin de construire la gestion énergétique d'IFTEH, une liste exhaustive des services a été identifiée dans le premier chapitre (cf. Chapitre 1 - §1.3.2.3). Ces services concernent la satisfaction des besoins énergétiques des différents acteurs intervenant en amont et en aval de l'IFTEH (acteurs de l'infrastructure ferroviaire, acteurs des réseaux RTE/ERDF). Un des objectifs visé par la gestion énergétique est de réduire la facture d'électricité du côté du gestionnaire de l'infrastructure (RFF/SNCF) et donc des exploitants ferroviaires (SNCF Voyage, DB...).

Pour considérer tant les critères énergétiques (fiabilité, qualité d'alimentation etc.) que les aspects économiques, une supervision énergétique à plusieurs niveaux s'avère nécessaire [RIF-09], [ROB-13]. Ces niveaux permettent de différencier à l'échelle temporelle la prise en compte

des différents critères. Dans notre cas, on propose un système de supervision : court et moyen terme, qui se distingue par l'échelle du temps de fonctionnement et de la stratégie proposée.

La stratégie de gestion énergétique à long terme permet d'intégrer les prévisions tarifaires d'achat d'énergie, la détermination de la puissance souscrite, les prévisions de la consommation et de la production renouvelable. Dans ce cas, on peut s'appuyer sur des outils d'optimisation pour planifier le fonctionnement du stockage pour la supervision à long terme d'IFTEH (cet aspect est traité dans la tâche 3.7 du projet CONIFER). Les résultats de sortie seront pris en compte dans la supervision court terme.

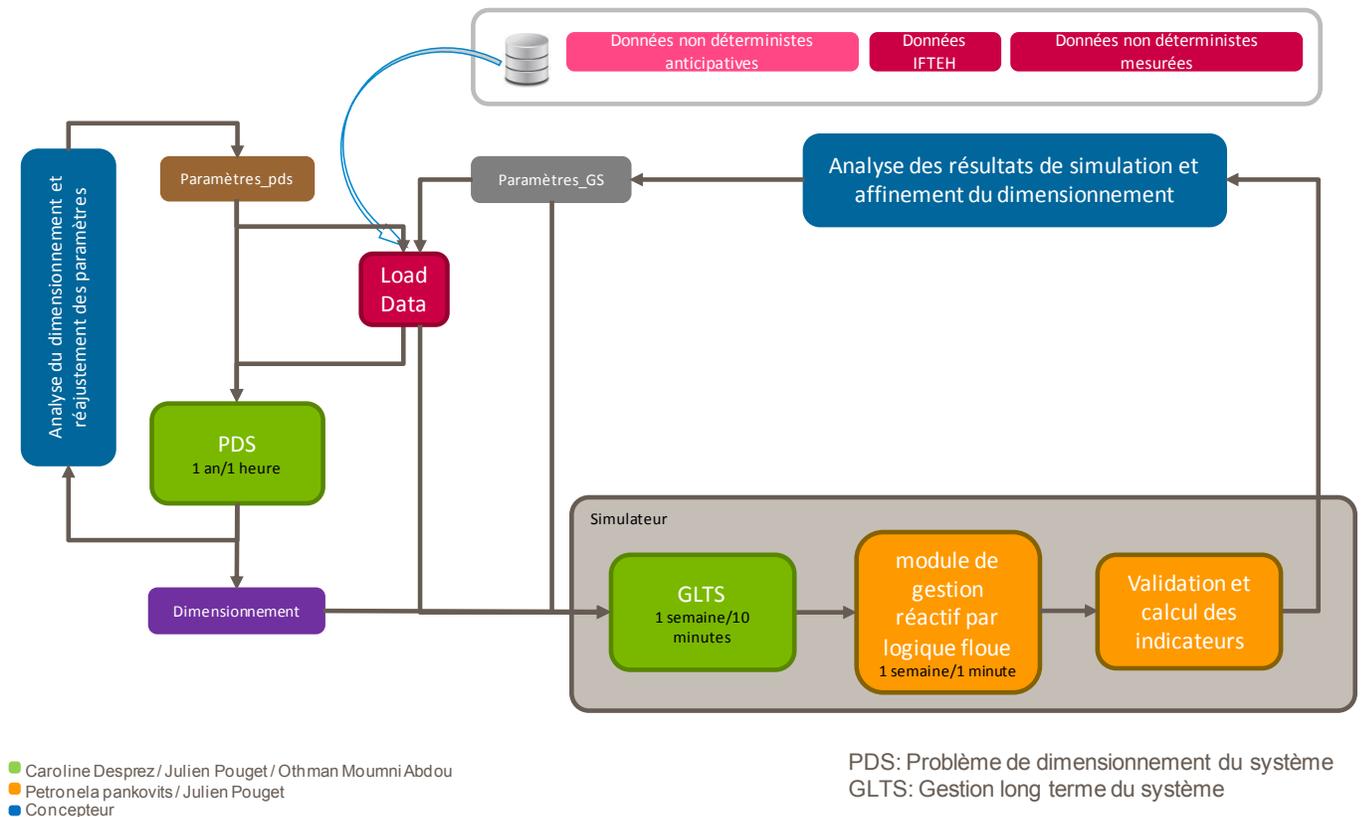
### 3.2.2 Architecture globale de l'outil de conception optimale de l'IFTEH

L'objectif du projet CONIFER est de développer un outil de conception et d'analyse des futurs réseaux électriques intelligents. Cet outil doit permettre d'anticiper et d'optimiser l'évolution de la production et de la distribution de l'énergie électrique dans le domaine ferroviaire. A l'échelle locale d'IFTEH, on s'intéresse à la conception des installations électriques hybrides intégrant du stockage et de la production d'énergie. La mise en place de ces installations s'appuie sur un travail de modélisation intégrant les aspects physiques et économiques, comme détaillé dans le deuxième chapitre de la thèse et dans [MOU-14]. Ce modèle décrit l'équilibre énergétique et économique entre l'IFTEH et les autres acteurs, à savoir : le réseau amont RTE/ERDF, la charge ferroviaire et le marché boursier de l'énergie. Par cela on vise un double objectif :

- Problème de Dimensionnement du Système (PDS) : définition des capacités de production et de stockage à mettre en place dans l'IFTEH et choix de la puissance souscrite d'abonnement annuel à horizon stratégique (un an) ;
- Gestion Long terme du Système (GLTS) : gestion et maîtrise énergétique optimale de l'IFTEH dimensionnée à horizon opérationnelle (une journée) pour affiner l'achat d'énergie et l'utilisation du système de production/stockage.

L'architecture globale de l'outil de conception et de gestion des IFTEH est présentée dans la Figure 2.1 pour mieux comprendre l'implémentation des différents modules : PDS, GLTS et du module de gestion réactif par logique floue (gestion court terme du système), mais aussi de présenter les entrées et sorties de chaque modèle.

Le Problème de Dimensionnement du Système est résolu en fonction des paramètres d'optimisation (*paramètres\_pds* : choix des scénarios et des technologies de production et de stockage). Les résultats de cette première étape sont analysés itérativement et les paramètres d'optimisation sont réajustés jusqu'à ce que le concepteur trouve le bon dimensionnement du système. Ce résultat va ensuite être analysé sur un horizon plus petit (**1 semaine ou une journée**) et avec un modèle plus précis de l'IFTEH (modèle GLTS) sur plusieurs simulations. Ainsi, pour chaque simulation, la GLTS va optimiser l'utilisation de l'IFTEH dimensionnée. Les résultats de cette optimisation serviront de données d'entrée pour le module de pilotage à court terme (1 à 10 minutes). Les résultats de cette simulation (GLTS + gestion court terme) seront ensuite analysés par le concepteur qui pourra tester d'autres scénarios en modifiant les paramètres de la simulation (*paramètres\_gs*) et réajuster le dimensionnement.



**Figure 3.1 Architecture de l'outil de conception optimale de l'IFTEH**

La fonction *LoadData* charge les données stockées sous le répertoire de données pour le PDS ou pour la GLTS en fonction du paramétrage.

***Paramètres\_pds:***

- choix des technologies de production et de stockage à prendre en considération ;
- choix des scénarios de test du dimensionnement (charge, vent, ensoleillement, prix d'achat d'énergie hors Day Ahead).

***Paramètres\_gls:***

- choix de la semaine de test ;
- choix des scénarios de la simulation (charge, vent, ensoleillement, prix d'achat d'énergie Day Ahead) ;
- énergie initiale de chaque type de stockage ;
- puissance achetée sur le marché boursier (hors Day Ahead).

***Dimensionnement:***

- technologie et nombre d'unités de production;
- technologie et nombre d'unités de stockage ;
- puissance souscrite d'abonnement.

### 3.3 Principe et construction de la supervision énergétique court terme

La supervision énergétique à court terme, qui convient pour traiter les aléas d'entrée de la structure d'IFTEH (profil de consommation des trains, intermittence des énergies renouvelables, limites du stockage) est basée sur la logique floue.

Une démarche méthodologique est nécessaire afin d'extraire les lois floues pertinentes, en particulier si le problème répond à plusieurs objectifs et comporte plusieurs variables d'entrée. Des approches graphiques sont utilisées afin de faciliter la détermination des règles adaptées pour traiter la gestion énergétique du système hybride considéré [ROB-13]. La méthodologie proposée comprend huit étapes qui sont décrites ci-après.

#### 3.3.1 Détermination du cahier des charges et spécifications du système

Le but de cette étape est d'explicitier clairement :

- les objectifs de la gestion énergétique, éventuellement avec une implémentation sur un horizon temporel ;
- les contraintes du système ;
- les moyens d'action, en particulier les dispositifs sur lesquels on peut agir pour atteindre les objectifs.

#### 3.3.2 Structure du superviseur – détermination des entrées et sorties

Les entrées et sorties du module de supervision sont tirées du cahier des charges spécifique au système multi-sources considéré. Les variables d'entrée seront choisies afin d'intégrer les objectifs et les contraintes du système, tandis que les variables de sortie correspondent aux moyens d'action considérés.

#### 3.3.3 Représentation graphique des modes de marche basée sur la connaissance du système

Afin de simplifier l'extraction des règles du superviseur flou adapté au pilotage d'un système multi-source, la stratégie de supervision peut être définie graphiquement [SPR-09]. L'avantage est d'établir directement les lois floues de chaque mode de fonctionnement, ce qui permet de limiter la complexité du superviseur. On utilise donc des graphes pour représenter les transitions entre les modes déterminés par l'état de certaines variables du système.

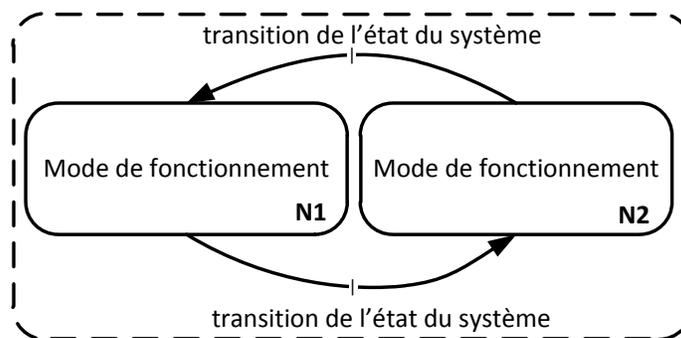


Figure 3.2 Représentation graphique des modes de marche

Ces états sont décrits par des variables floues et donc il est possible que le système fonctionne dans plusieurs modes simultanément. Nommés graphes fonctionnels, dans la représentation graphique du comportement du système en vue de la supervision, comme illustré dans la Figure 3.2, on définit :

- des rectangles aux bords arrondis pour représenter les modes de marche ;
- des transitions entre ces modes pour représenter les états du système.

### 3.3.4 Détermination des fonctions d'appartenance

L'étape suivante de la méthodologie consiste à déterminer les *fonctions d'appartenance* qui correspondent aux variables d'entrée et de sortie du superviseur flou. Pour une meilleure compréhension de cette étape, il est nécessaire d'expliquer quelques notions liées à la *logique floue*.

Contrairement à l'*ensemble booléen*, défini par une fonction caractéristique notée  $f$ , avec des valeurs discrètes 0 et 1, l'*ensemble flou* est délimité par une fonction d'appartenance qui peut prendre toutes les valeurs de l'intervalle [0,1]. Dans l'exemple de la Figure 3.3, l'ensemble des valeurs de l'état de charge (SOC) du système de stockage représente l'*univers du discours* de la variable « SOC ». « Petit » est alors une *valeur linguistique* de cette variable. On considère donc qu'un état de charge de 15%, est « Petit » avec une *degré d'appartenance* égal à 0,5 ; il est également « Moyen » avec un degré d'appartenance de 0,5. Enfin, le troisième ensemble flou représentatif pour l'état de charge est l'ensemble « Grand ».

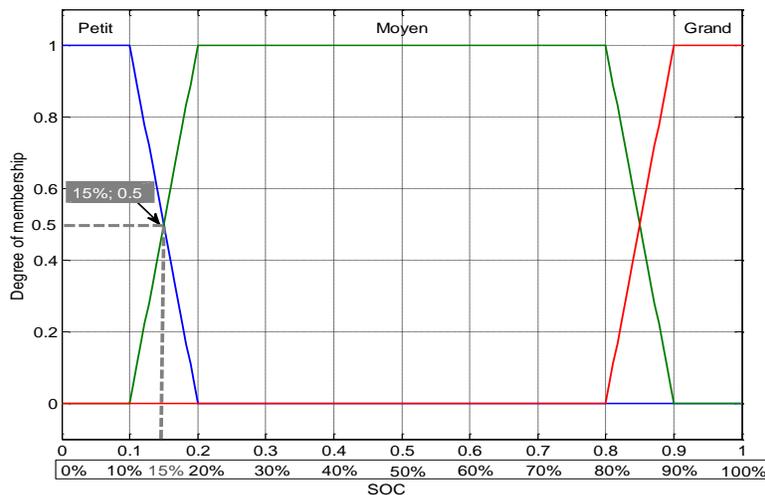


Figure 3.3 Fonctions d'appartenance d'une variable floue (l'état de charge)

Les termes suivants sont utilisés pour définir les étapes d'un raisonnement flou :

- la *fuzzification*, cette opération permet de passer du domaine réel au domaine flou (on détermine donc le degré d'appartenance d'une valeur à un ensemble flou) ;
- l'*inférence*, l'opération logique par laquelle on admet une proposition en vertu de sa liaison avec d'autres propositions tenues pour vraies. Ce mécanisme utilise dans une première phase des opérateurs logiques (ex : *min*) pour déterminer le degré d'activation de

chaque règle et la conclusion ; puis, par agrégation des conclusions précédemment déterminées (en appliquant l'opérateur *max*), l'ensemble flou de la variable de sortie est obtenu ;

- la **défluzzification**, consiste à convertir l'ensemble flou résultant de l'inférence, en une grandeur réelle. Parmi les méthodes les plus utilisées dans ce sens, on rappelle la méthode du centre de gravité.

Ces étapes peuvent être précédées d'une phase de mise en forme des variables d'entrée : **normalisation** et suivies d'une phase de remise à l'échelle réelle des grandeurs de sortie : **dénormalisation**. Par l'opération de normalisation, les grandeurs perdent leur unité physique et sont exprimées en per unit (*p.u.*). Des informations complémentaires pour la construction d'un superviseur à l'aide de la logique floue, sont précisées dans [SAU-13]. Le nombre de règles flous dépend du nombre des fonctions d'appartenance des variables. Afin de simplifier la définition de ces règles, la symétrie des ensembles flous peut être considérée.

### 3.3.5 Représentation graphique des modes de fonctionnement flous

Afin d'extraire naturellement les règles floues pour la supervision énergétique, l'étape suivante est de traduire les « graphes fonctionnels » par une représentation graphique des modes de fonctionnement flous. Cette représentation dessine les « graphes opérationnels ». Les transitions entre les modes opérationnels sont décrites à partir des fonctions d'appartenance des variables d'entrée, définies précédemment et des actions des modes opérationnels par les ensembles flous des variables de sortie. Dans la Figure 3.4, le principe du graphe opérationnel est illustré pour l'exemple de l'état de charge du stockage. La variable de sortie est, dans ce cas, la puissance de référence de stockage à court terme. Les ensembles flous de cette variable sont par exemple, NG (Négatif Grand, forme trapézoïdale) et PG (Positif Grand, forme trapézoïdale).

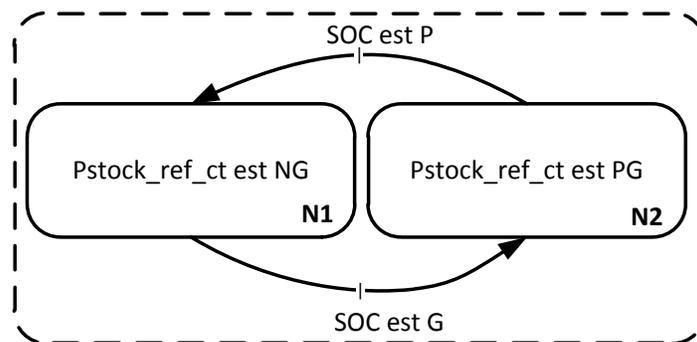


Figure 3.4 Graphe opérationnel du superviseur flou

### 3.3.6 Extraction des règles de gestion

Une fois que le diagramme de tous les modes opérationnels est établi, il est aisé d'écrire les lois floues associées. Toujours pour l'exemple de la Figure 3.4, les règles floues qui correspondent sont :

- **Si** *SOC* est Petit **et** (...autres conditions possibles) **alors**  $P_{stock\_ref\_ct}$  est Négatif Grand ;
- **Si** *SOC* est Grand **et** (...autres conditions possibles) **alors**  $P_{stock\_ref\_ct}$  est Positif Grand.

### 3.3.7 Définition des indicateurs de performance pour l'évaluation de la gestion énergétique

L'évaluation des performances de la stratégie de gestion énergétique d'IFTEH nécessite la définition d'indicateurs de performance. Pour le cas étudié, deux types d'indicateurs pourraient être considérés : des indicateurs énergétiques et des indicateurs économiques. Dans le cas des indicateurs énergétiques, on considère :

- les émissions de CO<sub>2</sub> ;
- le taux d'énergie renouvelable dans le mix énergétique.

Concernant les indicateurs économiques, il est pertinent d'analyser :

- le gain sur la facturation ;
- la composante mensuelle de dépassement de la puissance souscrite (CMDPS) ;
- l'investissement ;
- la durée d'amortissement de l'investissement (retour sur investissement).

### 3.4 Mise en œuvre de la méthodologie de gestion énergétique par logique floue sur le cas d'application d'une IFTEH

Après avoir passé en revue les méthodes de gestion énergétique rencontrées dans les applications hybrides, une méthodologie de supervision pour la gestion énergétique des systèmes multi-sources a été proposée dans cette partie. Son application sur le cas d'application des IFTEH est détaillée dans la suite de ce rapport.

#### 3.4.1 Structure d'IFTEH étudiée

La Figure 3.5 présente la structure d'IFTEH pour laquelle la méthodologie de gestion énergétique est appliquée. Elle correspond à l'architecture d'IFTEH rappelée dans le deuxième chapitre de la thèse. Il s'agit d'un système multi-sources composé de sources d'énergie renouvelables imprévisibles associées à des sources prévisibles et des systèmes de stockage d'énergie. Cet ensemble est interconnecté par un bus CC et un étage de conversion approprié au niveau de la caténaire CA, 25kV/50Hz monophasé. Néanmoins, pour simplifier l'étude, on fait les hypothèses suivantes:

- la connexion par feeder est négligée ;
- les sources prévisibles ne sont pas considérées ;
- la tension du bus CC est constante.

On précise également sur ce schéma les flux de puissance identifiés en vue de la supervision énergétique ainsi que la convention de référence (flèches discontinues rouges). Il est alors possible d'établir le bilan de puissance de l'IFTEH.

En l'absence de moyen de production et de stockage local, on peut considérer le cas actuel des IFTE avec la puissance des trains vue par la sous-station notée  $P_{train}$  et la puissance appelée au réseau  $P_{res}$  (3.1).

$$P_{train} = P_{res} \quad (3.1)$$

Dans le cas de l'IFTEH, la puissance qui correspond à la production et au stockage locaux est notée  $P_{locale}$ . Elle est la somme de la puissance d'origine renouvelable,  $P_{enr}$  (somme de  $P_{eol}$  pour l'éolien et  $P_{pv}$  pour le photovoltaïque) et de la puissance du stockage,  $P_{stock}$ , en convention générateur (3.2).

$$P_{locale} = P_{enr} + P_{stock} \quad (3.2)$$

Par conséquent, dans une sous-station hybride (IFTEH), en présence de source de production, de stockage d'énergie et d'une connexion au réseau, on aura:

$$P_{train} = P_{res} + P_{locale} \quad (3.3)$$

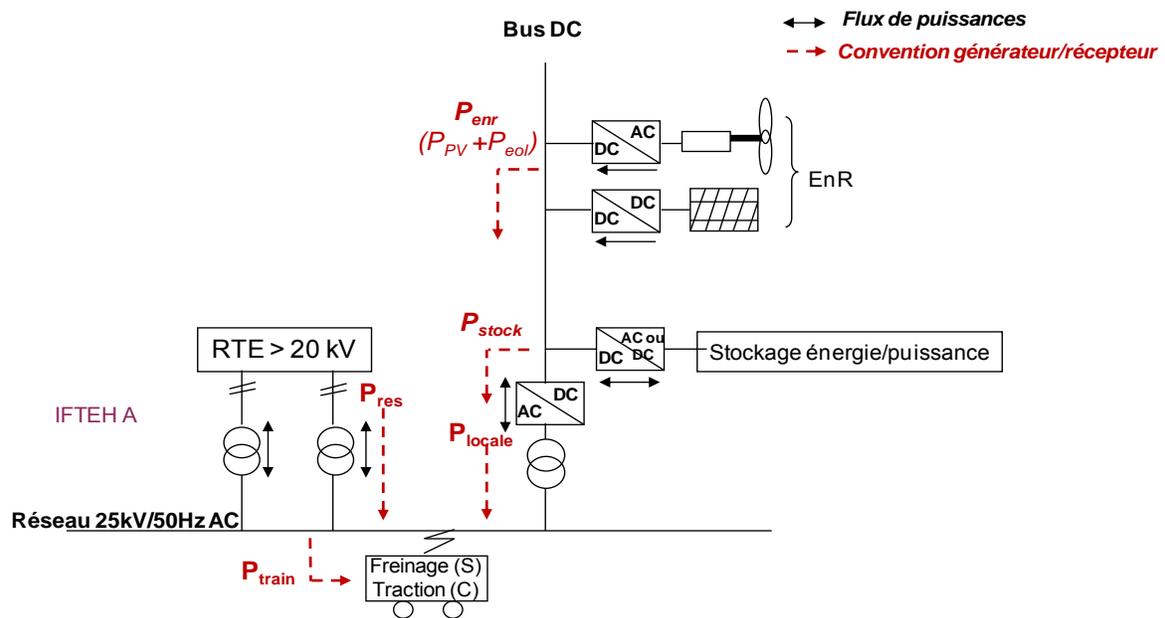


Figure 3.5 Flux énergétiques reportés sur la structure d'IFTEH étudiée

### 3.4.2 Gestion énergétique d'IFTEH

Suivant la démarche décrite dans le premier chapitre du rapport, la méthodologie de supervision énergétique par logique floue adaptée est mise en œuvre sur le cas des IFTEH. Une supervision globale d'IFTEH à l'échelle temporelle doit considérer tant l'aspect long terme (basé sur des prévisions) que la gestion à court terme (qui permet un ajustement temporel). Dans cette partie, nous nous intéressons à la construction du superviseur court terme.

#### 3.4.2.1 Cahier des charges et spécifications du système

L'enjeu premier de la gestion énergétique d'une IFTEH repose sur l'aspect économique. A long, moyen et à court terme, l'objectif principal est de réduire la facture énergétique. En termes énergétiques cela revient à optimiser la consommation d'énergie provenant du réseau. Cette facture dépend de trois axes (cf. Chapitre 1) : *l'achat de l'énergie électrique* sur les marchés de gros (EEX et EPEX SPOT) et l'ARENH, *le transport de l'électricité* selon le TURPE et *le règlement des écarts* entre les achats d'énergie et la consommation réelle (poste lié à l'équilibrage du réseau électrique par RTE). Par rapport à l'objectif économique de réduction de

la facture énergétique, il est possible de travailler sur ces différents postes, à différents horizons temporels.

L'analyse des marchés de l'électricité permet d'identifier un premier levier d'action concernant le marché des produits court terme. Dans la mesure où ces achats sont réalisés 24h à l'avance, il est intéressant d'intégrer cette fonctionnalité au niveau d'un superviseur long terme. La pertinence de cette approche peut s'appuyer sur l'approvisionnement en propre par les moyens de stockage et de production disponibles au niveau de l'IFTEH. Cette solution offre la possibilité de ne pas dépendre uniquement du marché EPEX SPOT pour réaliser l'ajustement sur l'approvisionnement énergétique. Effectivement, les tensions sur le marché durant les périodes de pointe (augmentation brusque de la consommation) entraînent des coûts d'achat très importants sur le marché. Les produits long terme étant réalisés sur des horizons temporels plus importants (entre un an et une semaine à l'avance), ils ne peuvent donc être intégrés au système de supervision de l'IFTEH.

Les actions d'économie au niveau du TURPE concernent principalement la réduction et la limitation des dépassements de la puissance souscrite. La réduction de la puissance souscrite repose directement sur le flux énergétique transitant par le réseau. Ainsi, cet objectif est directement lié au choix d'approvisionnement établi au moment des achats d'énergies notamment sur l'EPEX SPOT. Cette fonctionnalité devra donc être intégrée en entrée des superviseurs : long, moyen et court terme. L'intérêt est alors de renforcer la rentabilité des systèmes de production et de stockage décentralisés en jouant sur les coûts d'achat d'énergie et la puissance souscrite. La limitation des dépassements de la puissance souscrite est liée à la dynamique de comptage des pénalités. En l'occurrence, elles sont calculées sur une période de 10 minutes. Cette fonctionnalité devra donc être intégrée au niveau du superviseur court terme.

Le dernier poste d'économie peut être lié aux services d'équilibrage du réseau. Au moins deux fonctionnalités peuvent être dissociées à cet égard. La première concerne la limitation de l'ajustement des écarts entre les achats d'énergie et la consommation réelle. Cette facturation dépendant du compteur et des approvisionnements, il est nécessaire d'implémenter cette fonctionnalité au niveau du pilotage moyen terme avec un ajustement à court terme. Une deuxième fonctionnalité peut concerner la contribution aux services système. Afin de garantir l'équilibrage du réseau en termes de fréquence et de tension, RTE dispose des services système : réserve primaire, réserve secondaire et réserve tertiaire (cf. Chapitre 1). L'implémentation des différents services système dans le superviseur dépend directement de l'horizon temporel du type de réserve actionnée. Le superviseur court terme pourrait intégrer les services primaires, tandis que le pilotage moyen terme, les services secondaire et tertiaire.

Dans un premier temps, le module de gestion intègre la fonctionnalité économique, jugée la plus importante pour chacun des différents horizons temporels (Tableau 2.1). A long terme, il est possible de suivre les prévisions du prix du marché d'électricité, les prévisions de la consommation d'énergie (puissance des trains) et de la production renouvelable de l'IFTEH, afin de moduler les achats d'énergie sur le marché EPEX SPOT. Le résultat est alors une consigne de puissance prévisionnelle à appliquer au système de stockage. Sur ce niveau de pilotage, il est le seul degré de liberté, bien qu'il soit nécessaire de considérer aussi les limites du stockage. A moyen terme, une fonction économique de la gestion peut être exploitée afin de diminuer le dépassement de la puissance souscrite. On utilise alors le stockage pour faire du lissage de pointe du point de vue du réseau et des marchés. A court terme, en considérant les sorties du module de supervision moyen terme, on peut ajuster ou adapter la consigne de stockage en fonction de l'état

du système. Cette fois-ci, le niveau de stockage est une contrainte forte en termes de disponibilité mais l'objectif est d'utiliser le stockage pour le non dépassement de la puissance souscrite.

En complément des aspects économiques, un enjeu environnemental est également identifié dans [CON-10]. L'objectif est de favoriser la consommation locale des énergies renouvelables. Cela implique de solliciter le stockage lorsque la production renouvelable est supérieure à la consommation des trains (par exemple la nuit).

Les objectifs de la gestion énergétique à long et à court terme identifiés pour le cas d'IFTEH ainsi que les contraintes et les moyens d'action, sont détaillés dans le Tableau 2.1. Pour traiter l'aspect prévisionnel, on peut faire appel aux règles heuristiques ou bien aux méthodes d'optimisation comme présenté dans le chapitre précédent (cf. Chapitre 2). La supervision énergétique à court terme sera réalisée par application de la méthodologie de logique floue présentée dans la première partie.

Objectifs	Contraintes	Moyens d'action
<b>Long terme/Moyen terme (Supervision prévisionnelle)</b>		
Réduire la facture énergétique: ➤ <i>suivant le marché d'électricité</i>	Prévision de la puissance des trains Prévision de la puissance EnR Limites du stockage Prévision tarifaire d'achat d'énergie	Consigne de puissance prévisionnelle du stockage (tâche 3.7)
<b>Court terme (Supervision adaptative)</b>		
Réduire la facture énergétique par: ➤ <i>lissage de pointe</i> ➤ <i>réduction de l'abonnement</i> Favoriser la consommation locale d'EnR Assurer la disponibilité du stockage	Puissance souscrite Limites du stockage Disponibilité des EnR	Consigne de puissance du stockage ( <i>Ajustement de la prévision</i> )

**Tableau 3.1 Cahier des charges pour la supervision énergétique d'IFTEH**

### 3.4.2.2 Structure du superviseur

Une fois les objectifs de la supervision énergétique identifiés, il est nécessaire de structurer le superviseur. Il faut donc identifier ses bonnes entrées afin d'établir les bonnes règles de gestion pour la consigne de sortie. On considère deux variables représentatives pour les variations de puissance permettant de favoriser la consommation locale des sources renouvelables et d'éviter le dépassement de puissance souscrite. On appelle donc:

- $\Delta P_{locale}$ , l'écart de puissance entre la consommation des trains et la production des sources renouvelables (3.4) ;
- et  $\Delta P_{dépassement}$  l'écart de puissance entre la puissance appelée au réseau et la puissance souscrite  $P_{souscrite}$  (3.5).

$$\Delta P_{locale} = P_{train} - P_{enr} \quad (3.4)$$

$$\Delta P_{dépassement} = P_{res} - P_{souscrite} \quad (3.5)$$

La variable permettant d'assurer la disponibilité du stockage est le niveau de stockage. On rajoute aussi une information sur la consigne prévisionnelle du stockage qui va nous indiquer indirectement si le prix de l'énergie est intéressant pour la charge ou la décharge à court terme du stockage. On peut remarquer sur la Figure 3.6 les quatre variables d'entrée dans le bloc de supervision énergétique à court terme et une variable de sortie (flèches discontinues en bleu). Ces variables sont :

- le niveau de stockage ou l'état de charge du stockage (SOC), nécessaire afin d'intégrer les limites du système de stockage ;
- les variations de puissance ( $\Delta P_{locale}$  et  $\Delta P_{dépassement}$ ) ;
- la consigne de puissance prévisionnelle du stockage, obtenue par l'approche de conception optimale ( $P_{stock\_ref\_lt/mt}$ ) ;
- la consigne de puissance adaptative du stockage en sortie, suite à l'approche logique floue ( $P_{stock\_ref\_ct}$ ).

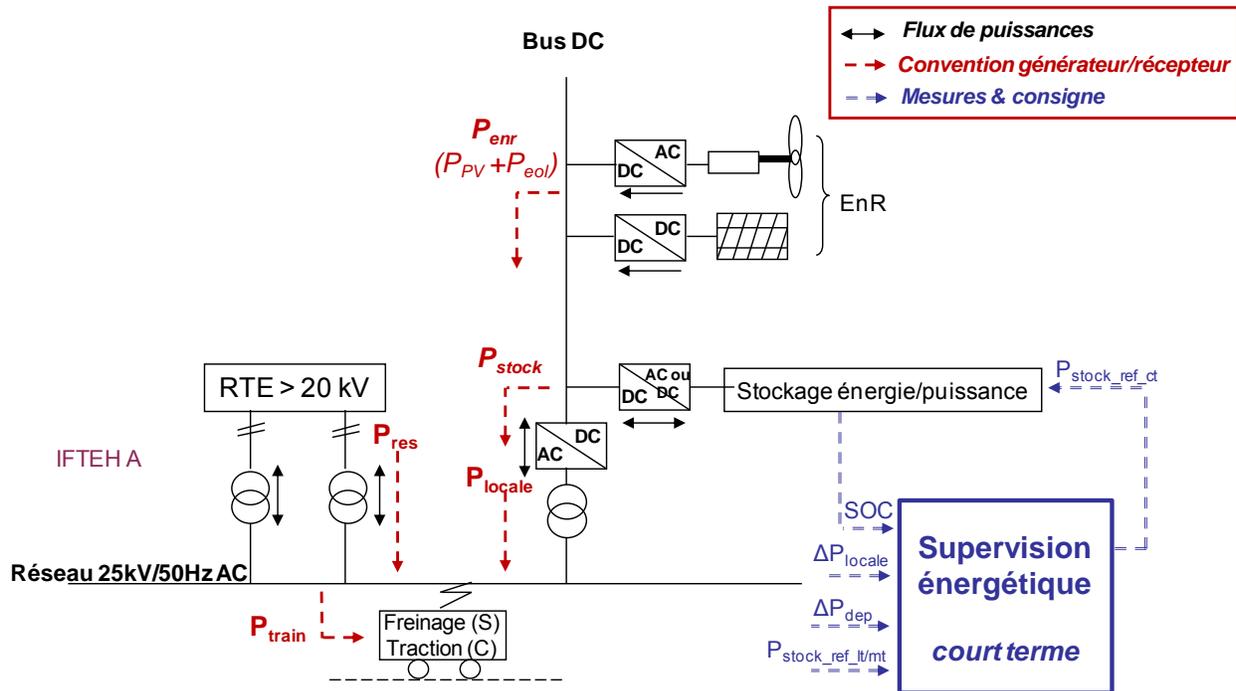


Figure 3.6 Configuration énergétique d'IFTEH

Pour illustrer la démarche de supervision énergétique d'IFTEH, la structure du superviseur est donnée dans la Figure 3.7. Les entrées et les sorties sont associées aux objectifs définis précédemment (voir Tableau 2.1). La supervision s'effectuera ainsi à deux niveaux :

- le premier niveau correspond au mode prévisionnel qui vise à obtenir une consigne de stockage basée sur des prévisions tarifaires, de consommation et de production ;

- le deuxième niveau correspond au superviseur à base de logique floue; ayant en entrée l'information sur la gestion à long terme du stockage (mode prévisionnel), il gère le stockage à court terme afin de répondre aux objectifs fixés.

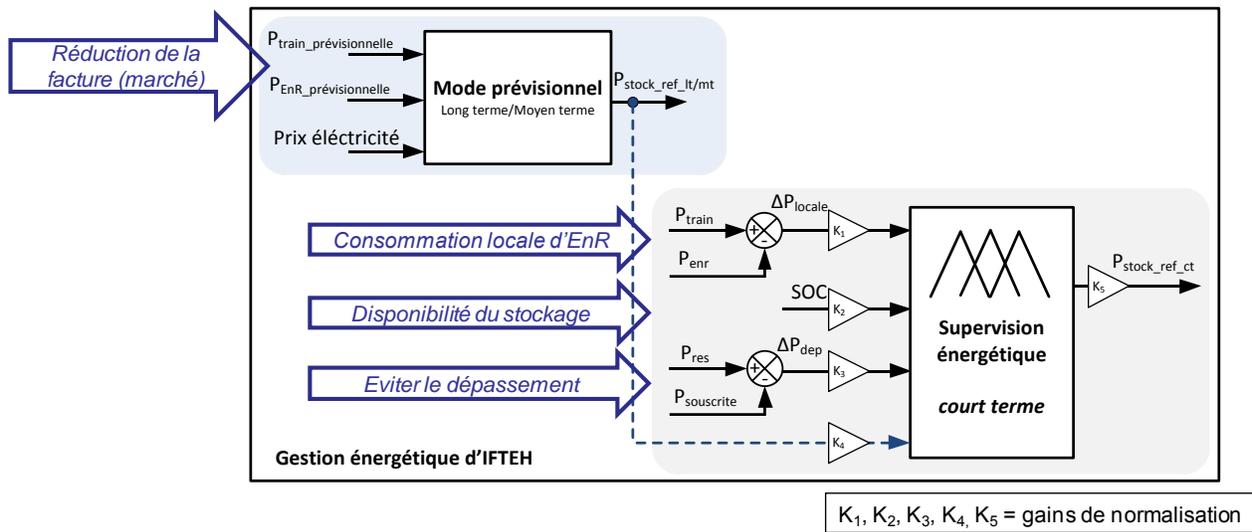


Figure 3.7 Structure de la supervision énergétique d'IFTEH

Ce superviseur est composé de gains qui permettent de normaliser les entrées ( $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_4$ ) et la sortie ( $K_5$ ).

### 3.4.2.3 Détermination des « graphes fonctionnels »

On utilise des approches graphiques pour déterminer les règles de gestion pertinentes. Le mode de fonctionnement du superviseur court terme, basé sur la gestion intelligente de type logique floue, est représenté graphiquement dans la Figure 3.8.

Dans le mode N1, on retrouve les objectifs qui concernent le non-dépassement de la puissance souscrite et qui favorisent la consommation locale d'EnR. Dans le mode N2, ces deux objectifs restent d'actualité, mais on ajoute un troisième objectif afin d'éviter que le stockage soit saturé à sa valeur basse. Il faut donc charger le stockage. Cet objectif deviendra de plus en plus prépondérant à mesure que le SOC sera de plus en plus bas. Cette application démontre l'intérêt de la logique floue par rapport à une fonction multi-objectifs avec des poids variables.

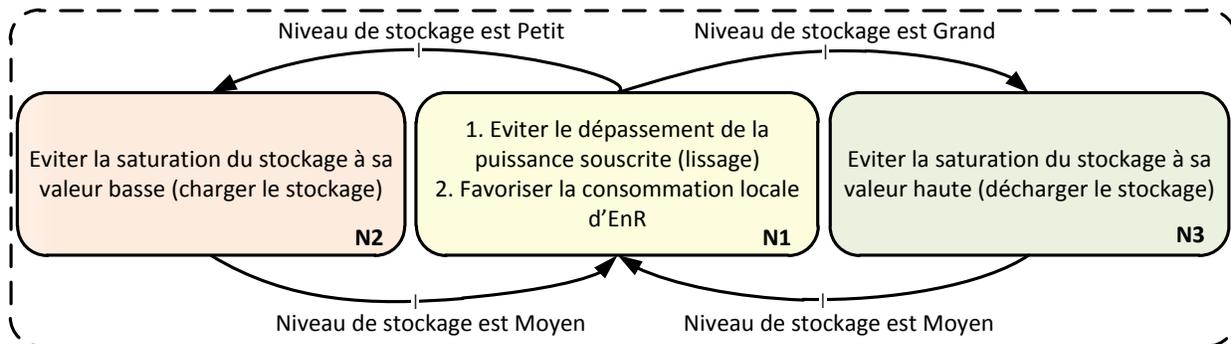


Figure 3.8 Graphe fonctionnel principal

De même pour le mode N3, en plus des deux objectifs de N1, on en rajoute un troisième objectif qui est d'éviter la saturation du stockage à sa valeur haute. Dans ce cas, il convient de décharger le stockage. La gestion par la logique floue permet d'associer les deux blocs en même temps: N1 et N2 ou N1 et N3 avec des poids variables pour chacun des deux blocs.

Les blocs du graphe fonctionnel principal sont développés en sous blocs en fonction des autres entrées que le niveau de stockage. Les graphes fonctionnels détaillés sont illustrés dans les figures : Figure 3.9 à Figure 3.11. Les transitions d'un mode de marche à un autre sont définies par l'état du système de stockage:

- **N1:** *Si le niveau de stockage est « moyen », on pourra solliciter le système de stockage pour compenser les écarts entre la puissance du réseau  $P_{res}$  et la puissance souscrite,  $P_{suscrite}$ . En même temps, le stockage sera sollicité pour favoriser la consommation locale d'énergie renouvelable, comme illustré dans les blocs N1.12 et N1.22. Il pourra évidemment suivre la consigne reçue du mode prévisionnel (consigne de stockage à long terme,  $P_{ref\_stock\_lt/mt}$ ).*
- **N2:** *Si le niveau de stockage est « petit », il est nécessaire de charger le système de stockage afin de garantir sa disponibilité. Cela sera possible tant qu'on ne dépasse pas la puissance souscrite et que l'on aura une production renouvelable supérieure à la consommation des trains (N2.12, N2.22). Le système de stockage ne sera pas sollicité en charge lorsque la consigne de puissance prévisionnelle du stockage,  $P_{ref\_stock\_lt/mt}$  envisage la décharge, à l'exception du cas où la production renouvelable est supérieure à la consommation des trains (N2.22). Dans ce cas, on pourra favoriser la charge du stockage.*
- **N3:** *Si le niveau de stockage est « grand », il faut éviter la saturation du système de stockage. En conséquence celui-ci va se décharger pour contribuer au lissage de pointe (N3.11, N3.21). Par contre, le stockage ne sera pas sollicité en charge notamment à partir de la production renouvelable en excès (N3.12). Ainsi, lorsque la puissance appelée au réseau dépasse la puissance souscrite, le superviseur va favoriser la décharge du stockage, et cela même dans le cas où la consigne prévisionnelle envisage plutôt de charger le système de stockage (N3.11).*

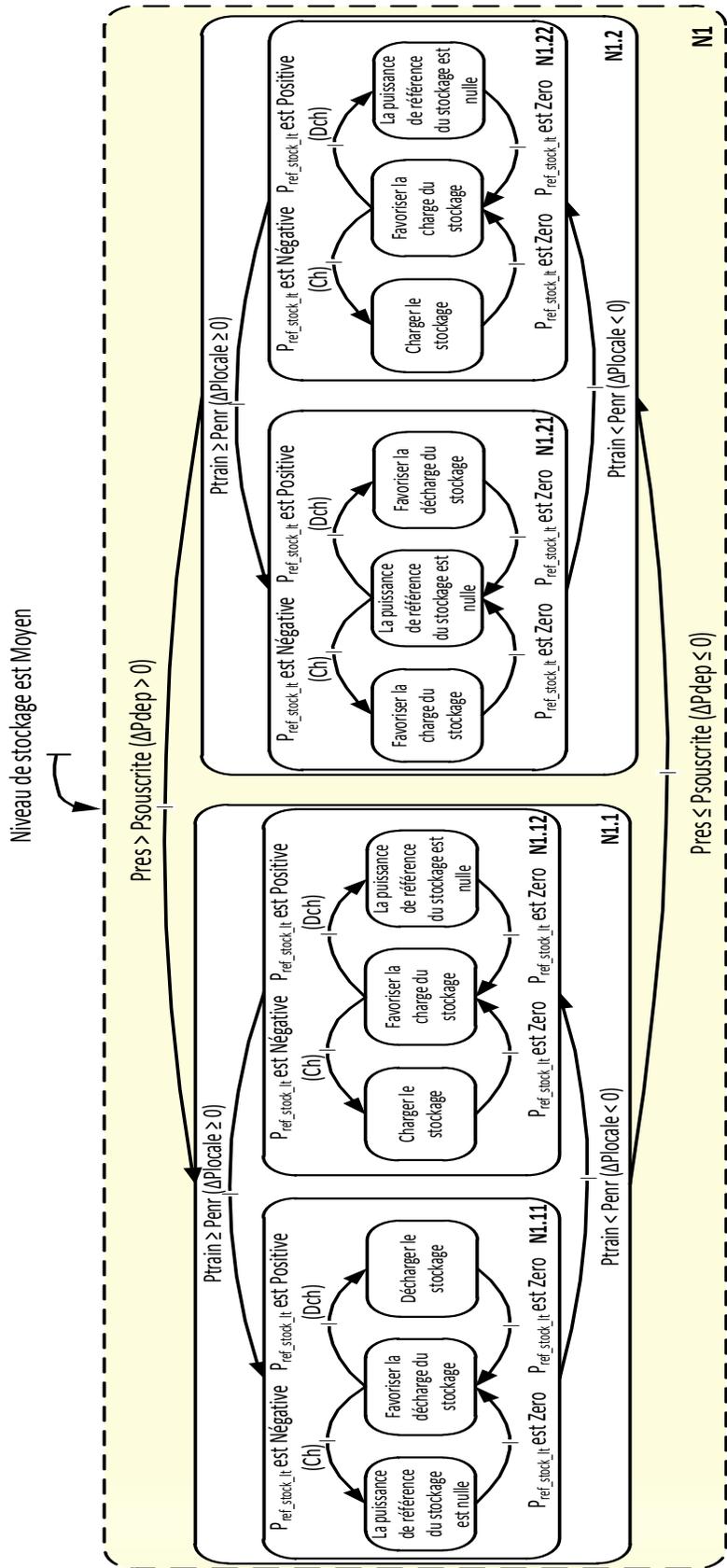


Figure 3.9 Graphe fonctionnel détaillé pour le mode N1

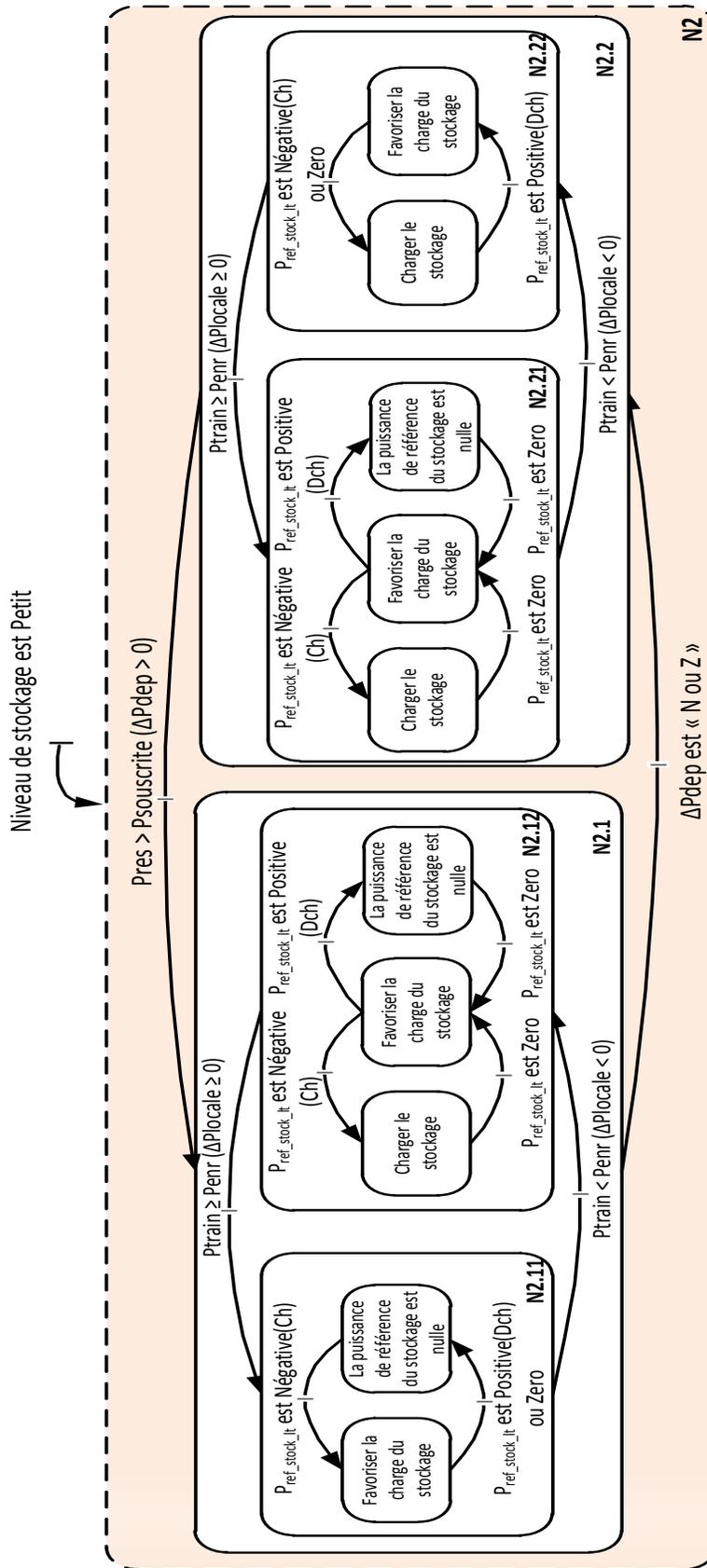


Figure 3.10 Graphe fonctionnel détaillé pour le mode N2

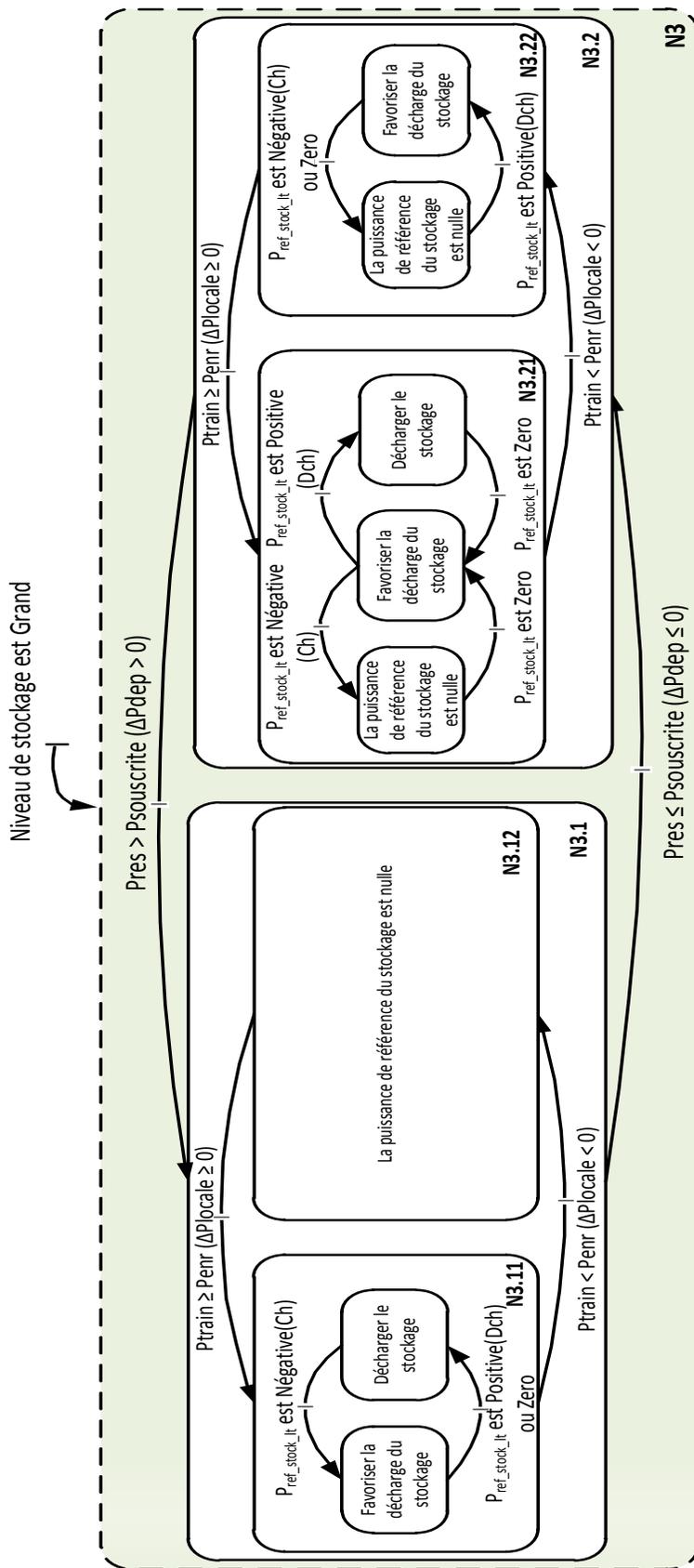


Figure 3.11 Graphe fonctionnel détaillé pour le mode N3

### 3.4.2.4 Fonctions d'appartenance

La détermination des fonctions d'appartenance pour la fuzzification des variables d'entrée et de sortie du superviseur énergétique est une phase importante de l'algorithme flou. Il faut définir les fonctions d'appartenance pour les quatre variables d'entrée ( $SOC$ ,  $\Delta P_{locale}$ ,  $\Delta P_{dépassement}$  et  $P_{ref\_stock\_lt/mt}$ ) et les fonctions d'appartenance pour la grandeur de consigne en sortie ( $P_{ref\_stock\_ct}$ ). Puisque le nombre des règles floues dépend du nombre d'ensembles flous des entrées, on ne va considérer que les ensembles pertinents pour le cas d'étude. Pour simplifier l'étude, on construit des ensembles flous symétriques. Ces ensembles sont représentés dans la Figure 3.12 pour les grandeurs d'entrée et de sortie.

Pour l'état de charge du stockage ( $SOC$ ), les fonctions d'appartenance sont constituées des trois niveaux (« Petit », « Moyen », « Grand ») qui correspondent aux trois modes de marche ( $N1$ ,  $N2$ ,  $N3$ ) comme représenté précédemment dans les graphes fonctionnels:

- les ensembles « Petit » et « Grand » assurent la disponibilité du stockage en évitant ses saturations basse et haute.
- l'ensemble « Moyen » est utilisé pour compenser les dépassements de puissance souscrite et stocker l'excès de production renouvelable (un minimum de 0.6 p.u. du stockage court terme est consacré pour cette action); cet ensemble permet également d'assurer l'ajustement de la consigne long terme du stockage.

Les écarts de puissance,  $\Delta P_{locale}$  et  $\Delta P_{dépassement}$  peuvent être : « Négative », « Zéro » ou « Positive ». Pour cette raison, la partition floue est comprise dans l'intervalle  $[-1,1]$ . Un ensemble « Zéro », de forme triangulaire, est utilisé pour délimiter les deux extrémités (négative et positive).

- l'ensemble « Négative » permet de gérer l'excès de production renouvelable, lorsque  $\Delta P_{locale} < 0 \Rightarrow P_{train} < P_{enr}$ , et de l'énergie provenant du réseau lorsque la consommation est assez faible ( $\Delta P_{dépassement} < 0 \Rightarrow P_{res} < P_{souscrite}$ );
- l'ensemble « Positive » est nécessaire pour garantir la consommation locale des renouvelables ( $\Delta P_{locale} > 0 \Rightarrow P_{train} > P_{enr}$ ) et pour agir en cas des dépassements de puissance souscrite ( $\Delta P_{dépassement} > 0 \Rightarrow P_{res} > P_{souscrite}$ ).

Pour la consigne du stockage à long terme, on considère aussi trois ensembles flous: « Négative » lorsque la prévision à long terme envisage de charger les systèmes de stockage, « Zéro » pour ne pas solliciter le stockage, et « Positive » pour décharger les systèmes de stockage.

Pour les fonctions d'appartenance de la puissance de référence du stockage court terme  $P_{ref\_stock\_ct}$ , le choix des ensembles est tel que les valeurs possibles de la variable de sortie soient comprises dans l'intervalle  $[-1,1]$ , [SPR-09]. La puissance du stockage peut-être positive ou négative, c'est pourquoi cinq ensembles flous sont considérés:

- « NG (Négatif Grand) », consigne pour charger le stockage ;

- « NM (Négatif Moyen) » afin de favoriser la charge du stockage ;
- « Z (Zéro) », pour ne pas solliciter le stockage ;
- « PM (Positif Moyen) », afin de favoriser la décharge du stockage ;
- « PG (Positif Grand) » qui permet de décharger le stockage.

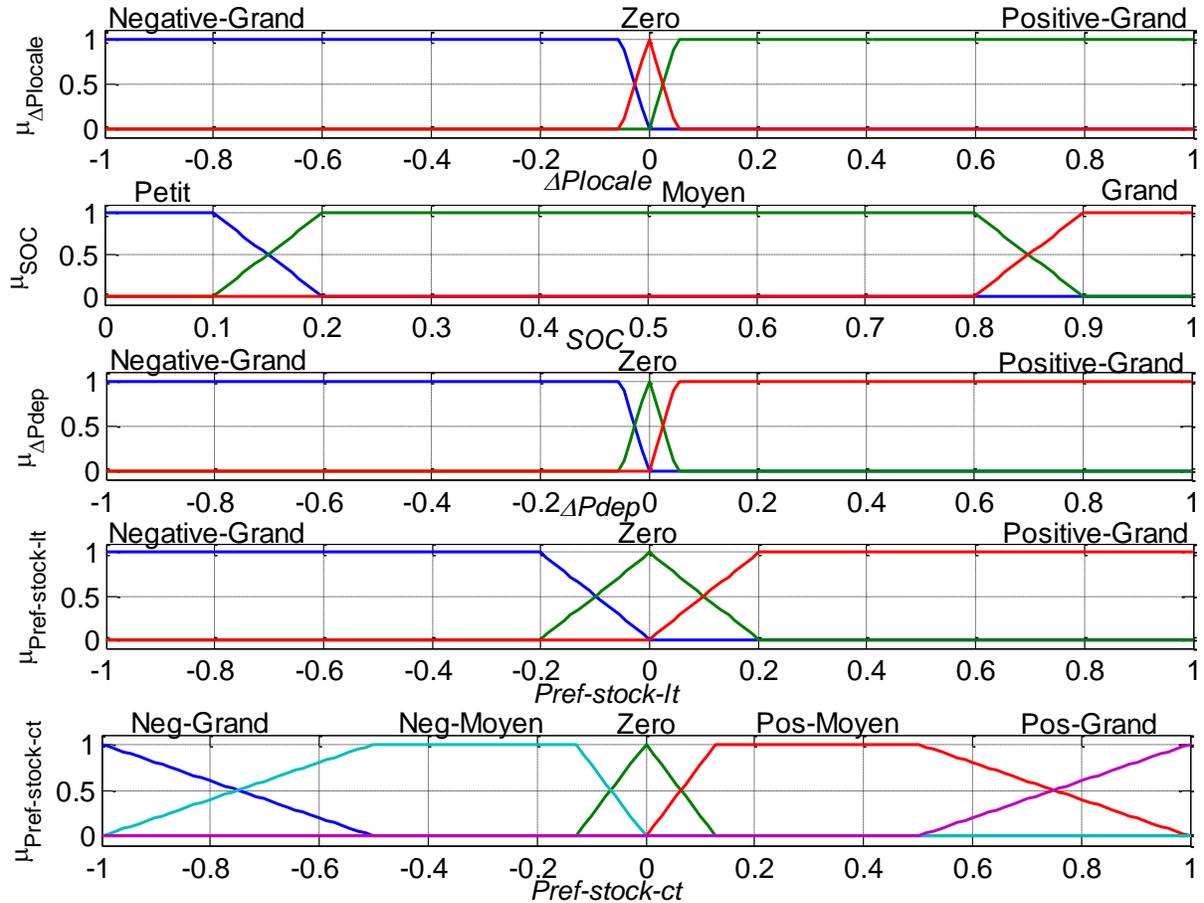
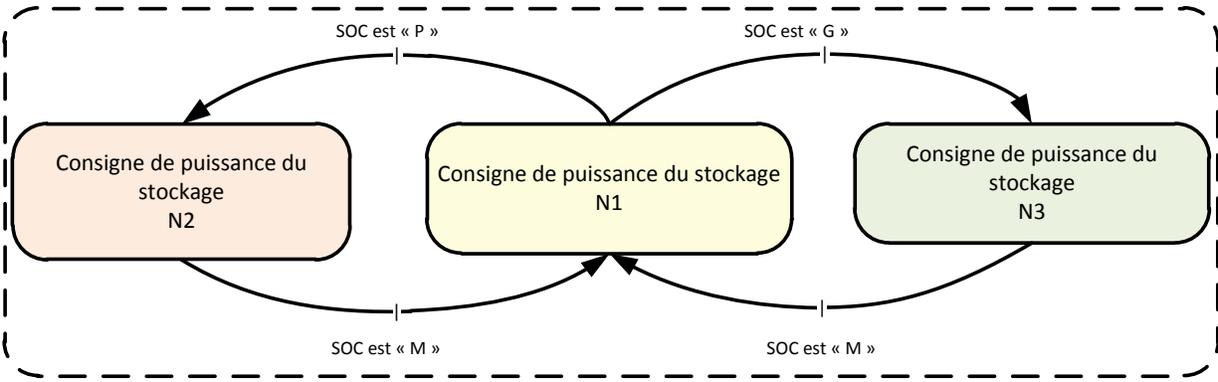


Figure 3.12 Fonctions d'appartenance des entrées et sorties du superviseur

### 3.4.2.5 Détermination des « graphes opérationnels »

Par la décomposition du système en un ensemble de sous-systèmes, il sera plus facile de déterminer les règles floues pertinentes pour la gestion de l'IFTEH. Afin de les écrire naturellement, on traduit les « graphes fonctionnels » en « graphes opérationnels » à partir des fonctions d'appartenances définies précédemment. Les fonctions d'appartenances des grandeurs d'entrée font la transition entre les modes opérationnels, tandis que les actions des modes opérationnels sont décrites par les fonctions d'appartenances des grandeurs de sortie. Ainsi le graphe opérationnel principal est donné dans la Figure 3.13. Les ensembles flous des variables d'entrée liées au stockage déterminent les modes opérationnels. Les sous-modes opérationnels détaillés sont illustrés dans les figures : Figure 3.14 à Figure 3.16.



*Figure 3.13 Graphe opérationnel principal*

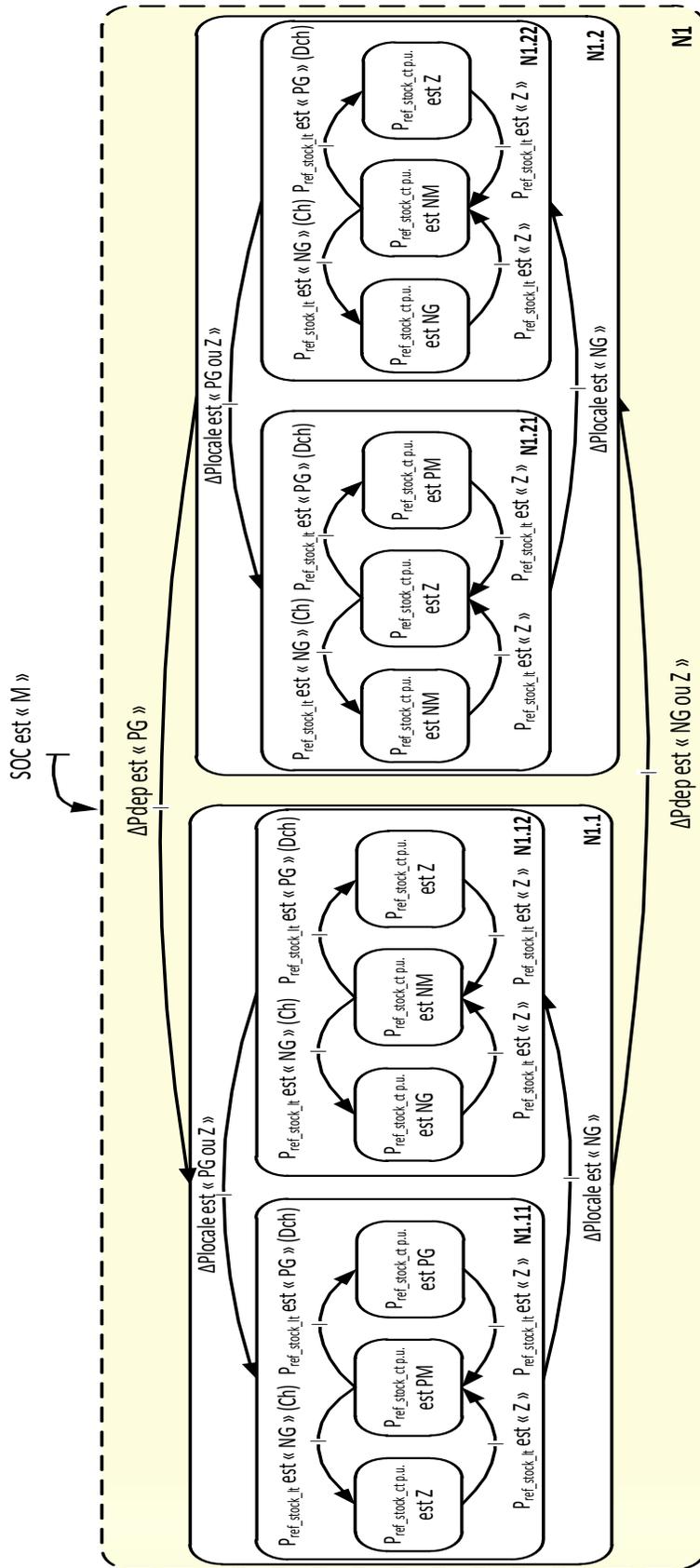


Figure 3.14 Graphe opérationnel détaillé pour le mode NI

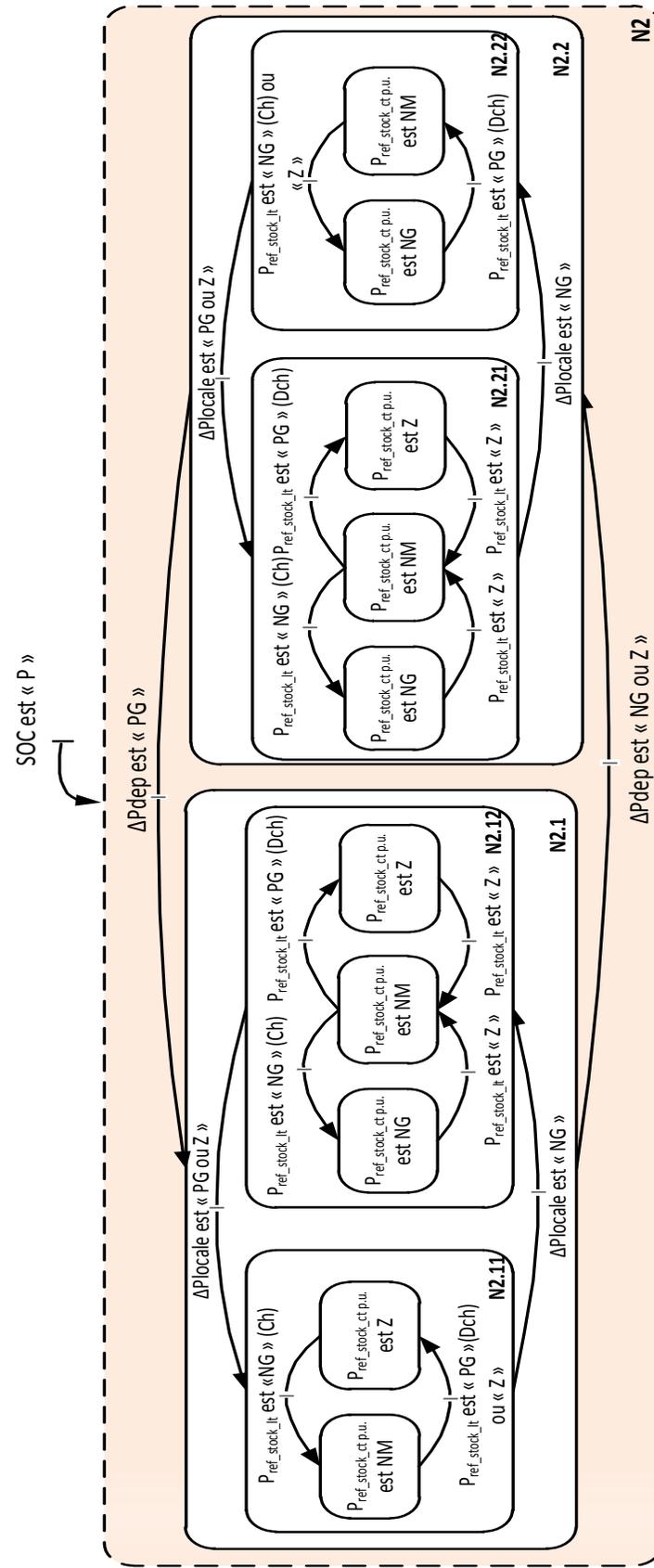


Figure 3.15 Graphe opérationnel détaillé pour le mode N2

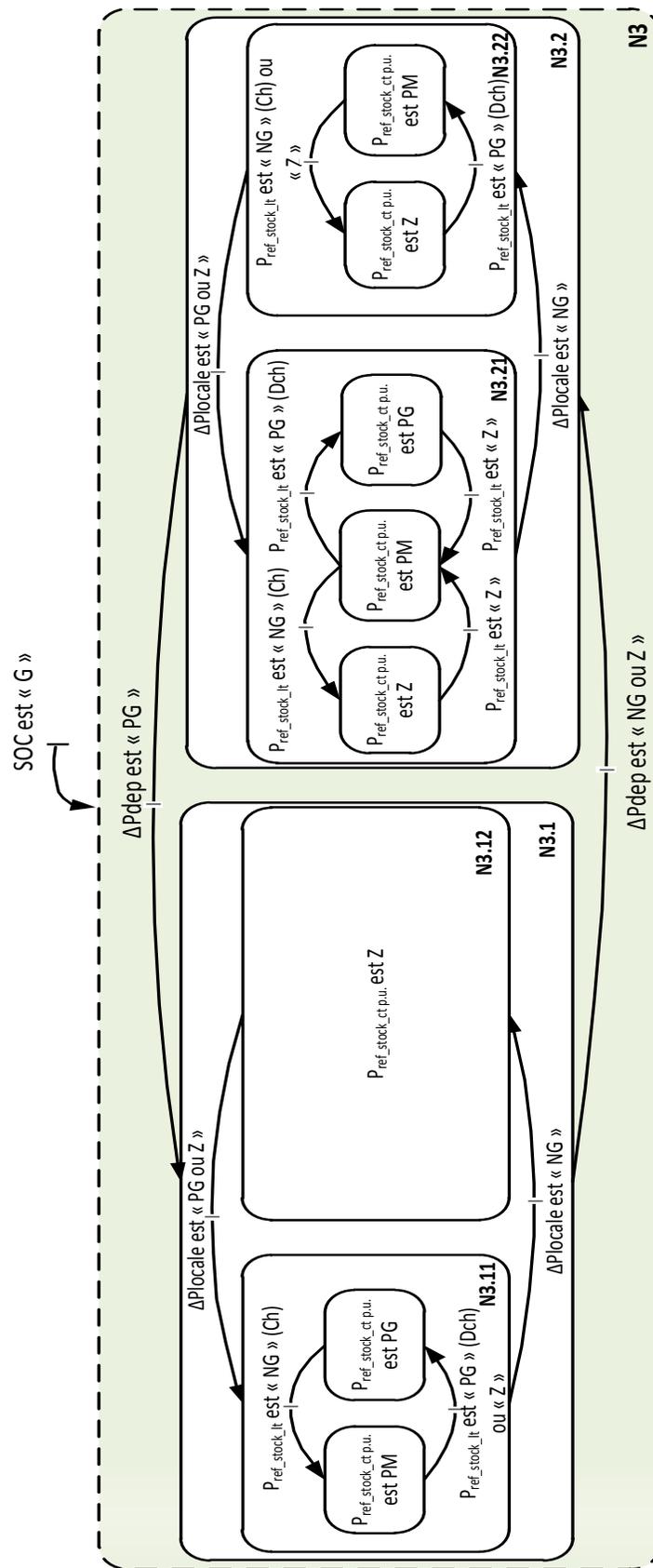


Figure 3.16 Graphe opérationnel détaillé pour le mode N3

### 3.4.2.6 Règles floues nécessaires pour la gestion énergétique d'IFTEH

A partir du développement graphique de tous les modes opérationnels, il est aisé d'écrire les règles floues dans le Tableau 3.2.

Mode	Etats des entrées du superviseur				Consigne en sortie
	$SOC$	$\Delta P_{locale}$	$\Delta P_{dep}$	$P_{stock\_ref\_lt/mt}$	$P_{stock\_ref\_ct}$
<i>N1.11</i>	M	not NG	PG	NG	<b>Z</b>
	M	not NG	PG	Z	<b>PM</b>
	M	not NG	PG	PG	<b>PG</b>
<i>N1.12</i>	M	NG	PG	NG	<b>NG</b>
	M	NG	PG	Z	<b>NM</b>
	M	NG	PG	PG	<b>Z</b>
<i>N1.21</i>	M	not NG	not PG	NG	<b>NM</b>
	M	not NG	not PG	Z	<b>Z</b>
	M	not NG	not PG	PG	<b>PM</b>
<i>N1.22</i>	M	NG	not PG	NG	<b>NG</b>
	M	NG	not PG	Z	<b>NM</b>
	M	NG	not PG	PG	<b>Z</b>
<i>N2.11</i>	P	not NG	PG	NG	<b>NM</b>
	P	not NG	PG	not NG	<b>Z</b>
<i>N2.12</i>	P	NG	PG	NG	<b>NG</b>
	P	NG	PG	Z	<b>NM</b>
	P	NG	PG	PG	<b>Z</b>
<i>N2.21</i>	P	not NG	not PG	NG	<b>NG</b>
	P	not NG	not PG	Z	<b>NM</b>
	P	not NG	not PG	PG	<b>Z</b>
<i>N2.22</i>	P	NG	not PG	not PG	<b>NG</b>
	P	NG	not PG	PG	<b>NM</b>
<i>N3.11</i>	G	not NG	PG	NG	<b>PM</b>
	G	not NG	PG	not NG	<b>PG</b>
<i>N3.12</i>	G	NG	P	none	<b>Z</b>
<i>N3.21</i>	G	not NG	not PG	NG	<b>Z</b>
	G	not NG	not PG	Z	<b>PM</b>
	G	not NG	not PG	PG	<b>PG</b>
<i>N3.22</i>	G	NG	not PG	not PG	<b>Z</b>

	G	NG	not PG	PG	PM
--	---	----	--------	----	----

**Tableau 3.2** Extraction des règles floues de gestion à partir de graphes opérationnels

Si l'on considère les règles du mode N1.11 par exemple, on a :

- **Si** SOC est « M » **et**  $\Delta P_{locale}$  est « not N » **et**  $\Delta P_{dépassement}$  est « P » **et**  $P_{ref\_stock\_lt/mt}$  est « P » **alors**  $P_{ref\_stock\_lt/mt}$  est « Z ».

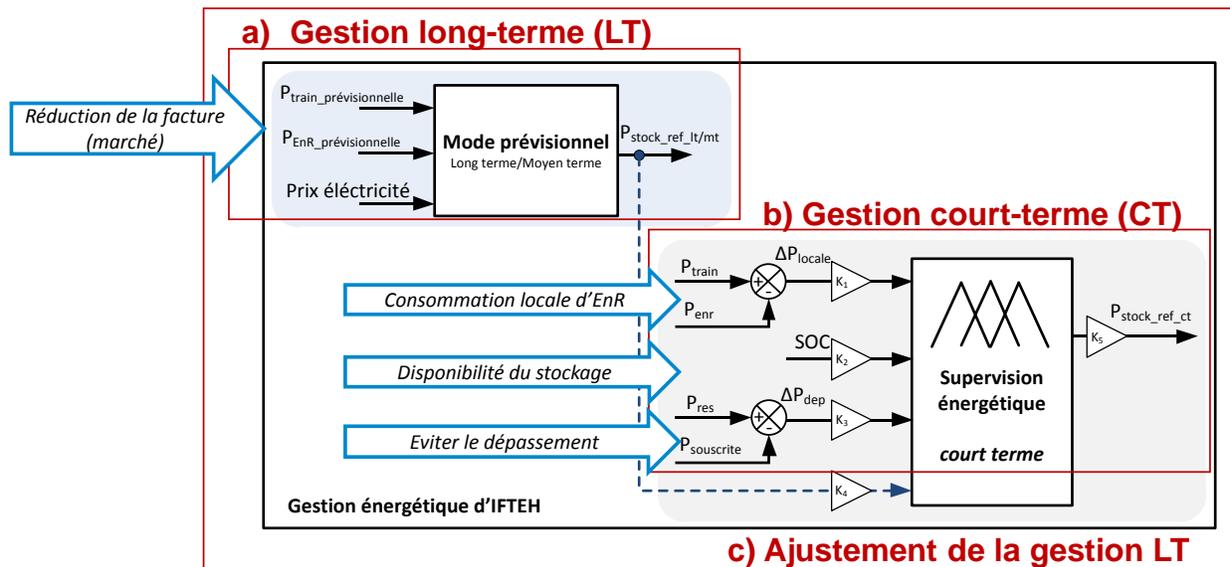
La condition « Si  $\Delta P_{locale}$  est not NG » traduit le fait que cette variable peut être « PG » (Positif Grand) ou « Z » (Zéro) et correspond à l'inégalité  $P_{train} \geq P_{enr}$ . De même pour la condition « Si  $\Delta P_{dépassement}$  est not PG », on sait que  $P_{res} \leq P_{souscrite}$  et donc  $\Delta P_{dépassement}$  est « NG » (Négatif Grand) ou « Z » (Zéro). La même démarche est valable pour la condition « Si  $P_{ref\_stock\_lt/mt}$  est not NG », avec « PG » qui correspond à la décharge ou « Z » pour la recharge.

Finalement, une trentaine de règles ont été identifiées en appliquant cette démarche, au lieu de 81 règles possibles, si l'on considère les 4 entrées avec 3 fonctions d'appartenance pour chacune ( $3 \times 3 \times 3 \times 3 = 81$ ).

### 3.4.3 Simulation et analyse des résultats de gestion énergétique d'IFTEH

La stratégie de supervision proposée a permis de faciliter l'analyse et la détermination de la structure du superviseur basée sur des règles floues pour la gestion énergétique court terme de l'IFTEH. Pour évaluer la stratégie, il faudrait analyser le comportement de l'IFTEH en simulation et comparer plusieurs cas d'étude à l'aide des indicateurs de performance.

L'architecture de gestion énergétique (Figure 3.6) a été implémentée sous Matlab/Simulink.



**Figure 3.17** Architecture de la gestion énergétique d'IFTEH

Les différentes règles de référence et flux des puissances désignant les quatre entrées ( $\Delta P_{locale}$ ,  $\Delta P_{dépassement}$ ,  $SOC$ ,  $P_{stock\_ref\_lt/mt}$ ) et la sortie du module de supervision ( $P_{stock\_ref\_ct}$ ), ont été intégrées afin de tester le scénario d'étude qui vise l'hybridation de la sous-station de Drancy-Mitry (25kV/50Hz CA).

Pour étudier la possibilité de réduire la facture énergétique à long terme et de limiter les dépassements de puissance souscrite par la consommation locale d'EnR et l'utilisation intelligente du stockage à court terme, la supervision s'effectuera aux horizons temporels susmentionnés. En effet, il s'agit d'un premier niveau de gestion à long terme (*cas gestion LT*) qui fournit une consigne de stockage basée sur des prévisions tarifaires, de consommation et de production, et un deuxième niveau de supervision à court terme (CT), qui permet d'ajuster la référence LT en fonction de l'état du système à chaque instant (*cas ajustement de la gestion LT*).

Pour valider la gestion énergétique par logique floue sans considérer la consigne de puissance prévisionnelle du stockage (sans dimensionnement du stockage a priori), le *cas gestion CT* a été également considéré (Figure 3.17).

### 3.4.3.1 Modèles et profils d'entrée

Afin d'implémenter la méthodologie de supervision énergétique d'IFTEH en simulation, quelques hypothèses ont été faites. Pour traiter le scénario d'hybridation de la sous-station Drancy-Mitry, un modèle en flux de puissance est nécessaire. Les simulations sont effectuées sur une semaine (de 0 à 604800 secondes). Afin de tester un cas complet de gestion énergétique, la production éolienne et la production photovoltaïque sont considérées dans la modélisation du système.

- *Profils de consommation et de production locale*

A partir de relevés disponibles pour la consommation de la sous-station de Drancy-Mitry (relevés de l'année 2011, échantillonnage de 10 minutes), un profil type sur une semaine a été construit (Figure 3.18). On peut noter une certaine récurrence durant les jours de semaine et une consommation plus faible le week-end. La puissance de consommation maximale est d'environ 20MW. Pour cela une puissance souscrite de 12MW a été considérée.

Sur la même figure, on peut analyser les profils de production renouvelable associés à la consommation de la sous-station. Il s'agit de relevés de production éolienne et photovoltaïque. La production éolienne a une puissance maximale de 5MW, tandis que la production photovoltaïque peut fournir un maximum de 1MW. Les ordres des grandeurs sont adaptés par rapport à la valeur maximale de consommation de la sous-station.

- *Pré-dimensionnement optimal du stockage issu de la gestion long terme*

Le profil de stockage dimensionné par la gestion long terme, pour une semaine (échantillonnage de 10 minutes) est illustré dans la Figure 3.19. Ce profil est obtenu à partir des optimisations du coût total sur une journée (cf. Chapitre 2) et concaténées sur une semaine. La puissance maximale de stockage est de 1MW ( $P_{stock\_ref\_lt/mt} < 0$  en charge et  $P_{stock\_ref\_lt/mt} > 0$  en décharge) et un rendement de 90% est pris en compte.

La deuxième courbe de la Figure 3.19 représente le prix de l'électricité (prix de l'énergie durant chaque heure, en €/MWh), qui correspond au profil de consommation énergétique du cas d'étude considéré.

On peut noter en analysant ces deux profils que le stockage dépend fortement du critère économique. Puisque dans la démarche d'optimisation à long terme on cherche de minimiser le coût de la consommation énergétique, le stockage va se charger en périodes de bas prix pour se décharger lorsque le prix est plus cher (périodes de pointe incluses).

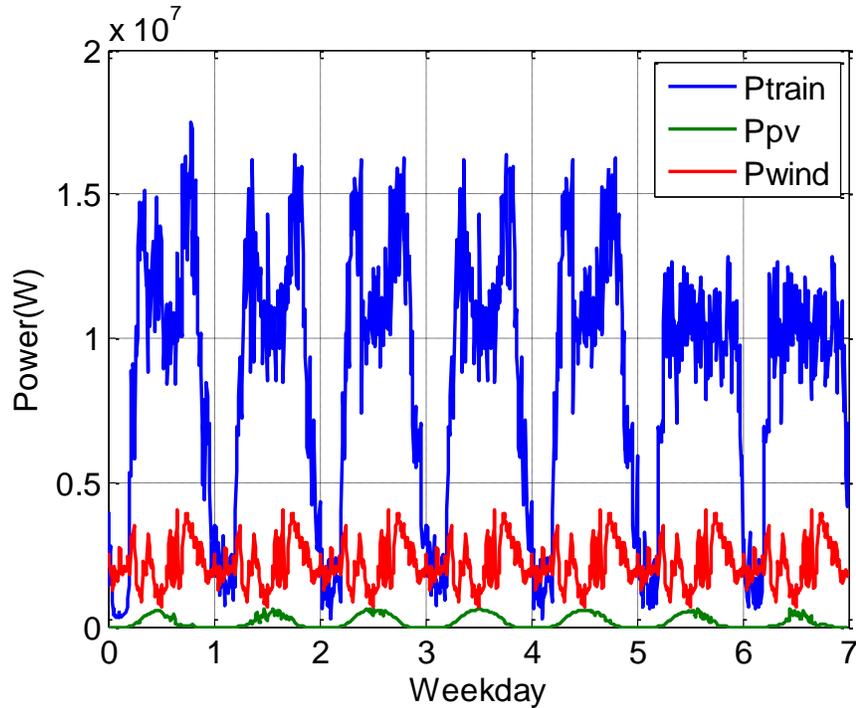


Figure 3.18 Profils de consommation et de production de l'IFTEH considéré

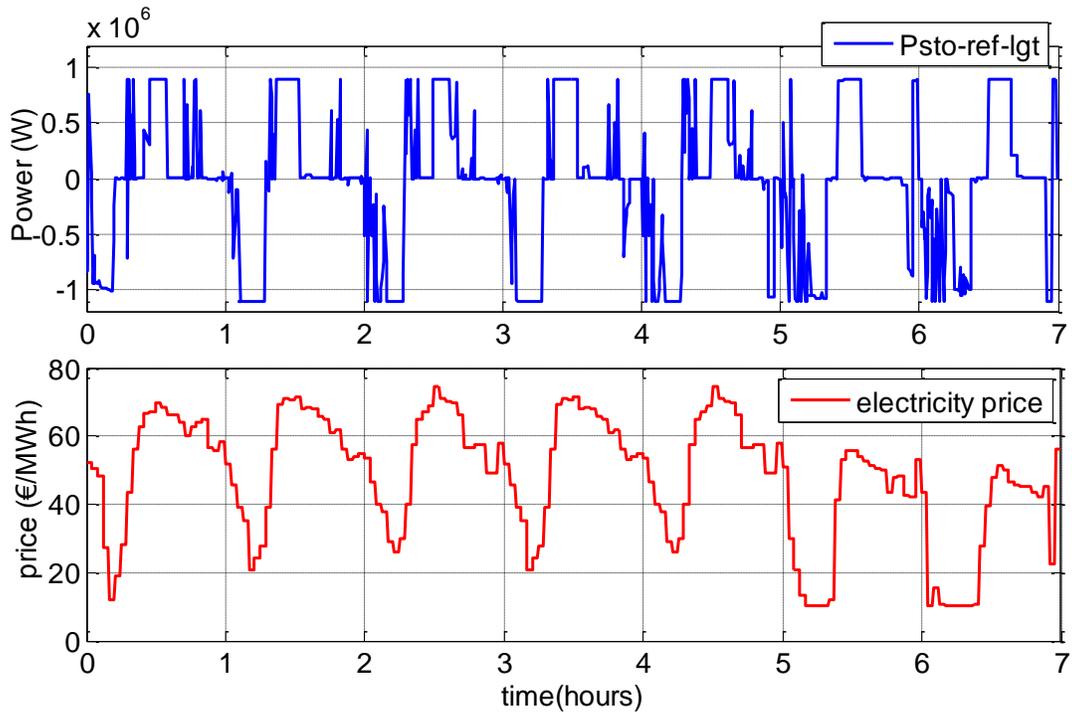
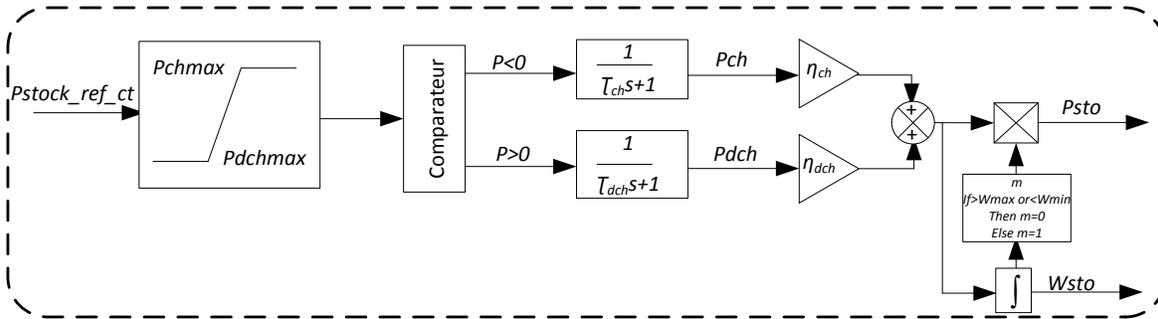


Figure 3.19 Profils prévisionnel du stockage et prix d'énergie de consommation d'IFTEH

- *Modèle du stockage utilisé dans la simulation de la supervision court terme*

Un modèle générique en flux de puissance du système de stockage est considéré dans la supervision court terme (Figure 3.20).  $P_{stock\_ref\_ct}$  est la puissance de référence appliquée par le superviseur au système de stockage,  $W_{sto}$  est l'énergie stockée dans le système et  $P_{sto}$  est la puissance de sortie du système. Les niveaux maximum et minimum du stockage sont assurés par les conditions de saturation ( $m=0$  si  $W_{sto} > W_{sto\_max}$  où  $W_{sto} < W_{sto\_min}$  sinon  $m=1$ ). La convention de signe est la même que celle du profil de stockage prévisionnel ( $P_{stock\_ref\_ct} < 0$  en charge et  $P_{stock\_ref\_ct} > 0$  en décharge). La puissance maximale de charge et de décharge du stockage est de 1MW, tandis que la capacité énergétique ( $W_{sto}$ ) est de 5MWh. Un rendement de 90% en charge et en décharge est pris en compte dans la supervision long terme. Pour le modèle physique de stockage, utilisé dans la simulation de la supervision court terme, un rendement unitaire a été considéré ( $\eta_{ch} = \eta_{dch} = 0.9$ ). On suppose que le stockage démarre avec un état de charge initial  $W_{sto\_init} = 1 \times W_{sto}$  (c'est-à-dire pleine charge). La dynamique du stockage est intégrée dans le modèle par la constante de temps  $T_{ch/déch} = 0.5s$  (non-considérée dans la supervision LT).



**Figure 3.20** *Modèle du stockage*

- *Paramètres de simulation*

Pour résumer, les paramètres de simulation du modèle Simulink pour la gestion énergétique d'IFTEH sont donnés dans le Tableau 3.3.

<i>Stockage</i>	<i>Eolien</i>	<i>PV</i>	<i>Consommation</i>
$P_{max} = 1\text{MW}$ $W_{stock} = 5000\text{kWh}$ $\eta_{ch/déch} = 90\%$ $T_{ch/déch} = 0.5\text{s}$	$P_{max\_eol} = 5\text{MW}$	$P_{max\_PV} = 1\text{MW}$	$P_{max\_conso} \approx 18\text{MW}$ $(P_{souscrite} = 12\text{MW})$

**Tableau 3.3** *Paramètres de simulation de l'IFTEH*

### 3.4.3.2 Comparaison des différents cas de gestion énergétique

Afin d'analyser les résultats de simulation de la gestion énergétique d'IFTEH, trois cas s'avèrent intéressants à tester, comme défini précédemment (Figure 3.17). Les simulations sont effectuées sur une semaine avec un pas de temps variable (0.1 à 1s). Ces trois cas sont:

a) Gestion énergétique LT (mode prévisionnel)

La référence LT de la puissance du stockage,  $P_{stock\_ref\_lt/mt}$  est considérée comme entrée directe du système physique de stockage dans la supervision CT d'IFTEH, dont la sortie est  $P_{sto}$ . L'intérêt de ce cas de test est de voir comment le système va réagir en ne considérant que le critère économique (réduire la facture énergétique), sans prendre en compte les limites du stockage (il n'y a pas de gestion par des règles floues).

Les résultats de la supervision LT sont illustrés dans la Figure 3.21. On peut noter que la puissance souscrite est réduite considérablement puisque le stockage va être chargé et déchargé quand il est économiquement favorable. Par contre le SOC atteint ses limites lors de la charge car le maintien du stockage n'est pas une priorité dans ce cas.

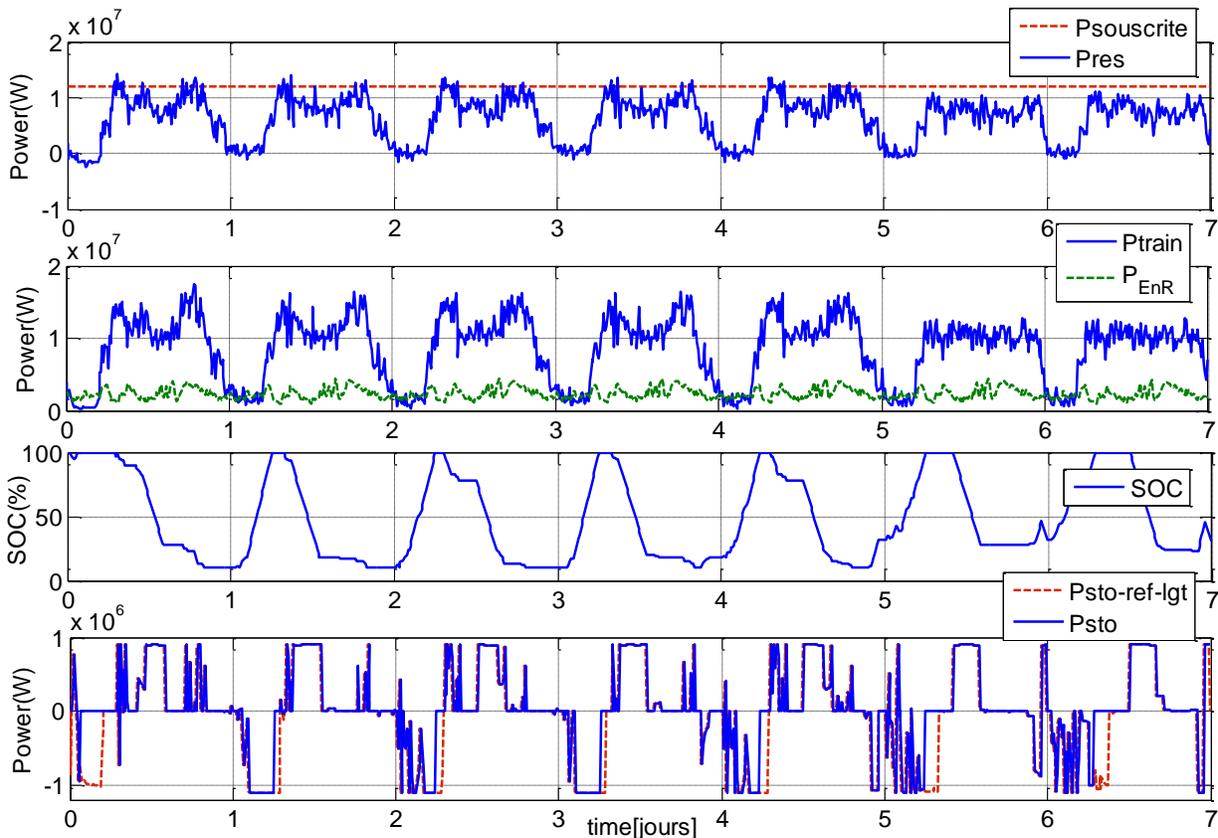
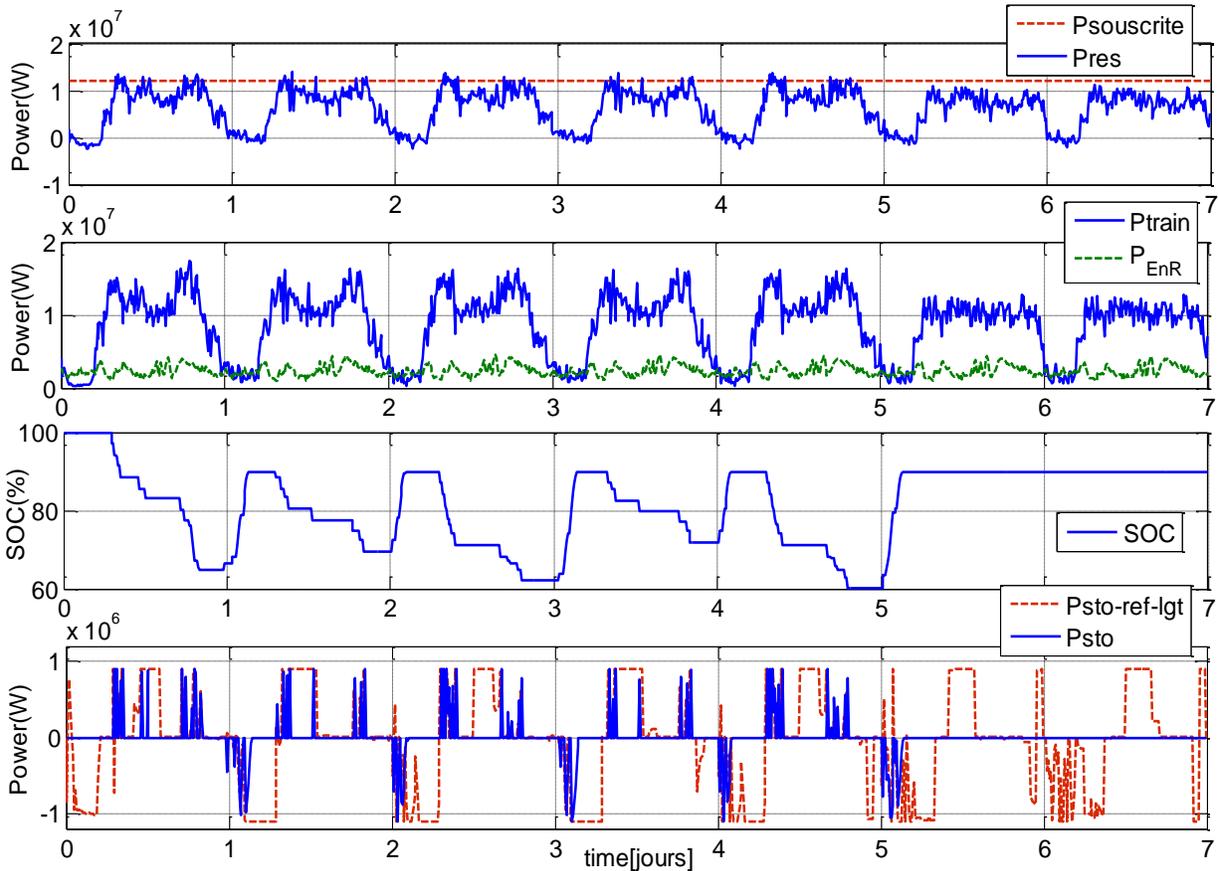


Figure 3.21 Résultats de simulation dans le cas de la gestion LT

b) Gestion énergétique CT (validation de la gestion énergétique par logique floue)

Afin de valider la gestion énergétique par logique floue, 11 règles de gestion ont été considérées. Ces règles visent à assurer les trois objectifs principaux (réduire la puissance souscrite, favoriser la consommation locale d'EnR et assurer la disponibilité du stockage), sans considérer comme entrée la consigne prévisionnelle LT du stockage ( $P_{stock\_ref\_lt}$ ).

Les résultats de simulation sont illustrés dans la Figure 3.22. On voit que le stockage va charger l'excès d'EnR (ex : la nuit quand il n'y a pas de consommation des trains) et il va se décharger surtout en périodes de pointe. Le week-end, quand la puissance souscrite n'est pas dépassée, le SOC est maintenu.



**Figure 3.22 Résultats de simulation dans le cas de la gestion CT**

*c) Ajustement de la gestion énergétique LT par le CT (cas LT+CT).*

Le cas le plus intéressant en vue de l'analyse de la gestion énergétique d'IFTEH est celui dont on considère la référence LT du stockage (issue de l'optimisation) comme entrée dans la supervision CT. On vise ainsi à ajuster la référence LT (qui est une image du critère économique) dans le module de gestion CT. Cela devrait permettre d'assurer tous les objectifs visés par la gestion énergétique d'IFTEH (avec 30 règles de gestion).

La Figure 3.23 montre que la mesure en sortie du stockage ( $P_{sto}$ ) est adaptée par rapport aux besoins énergétiques du système, tout en considérant les limites imposées par la consigne LT du stockage. Le SOC est maintenu dans un niveau plus adapté par rapport au cas de gestion CT seul.

**Note :** Ce cas est principalement intéressant à tester en temps réel lorsque les profils d'EnR seront différents par rapport à la prévision LT.

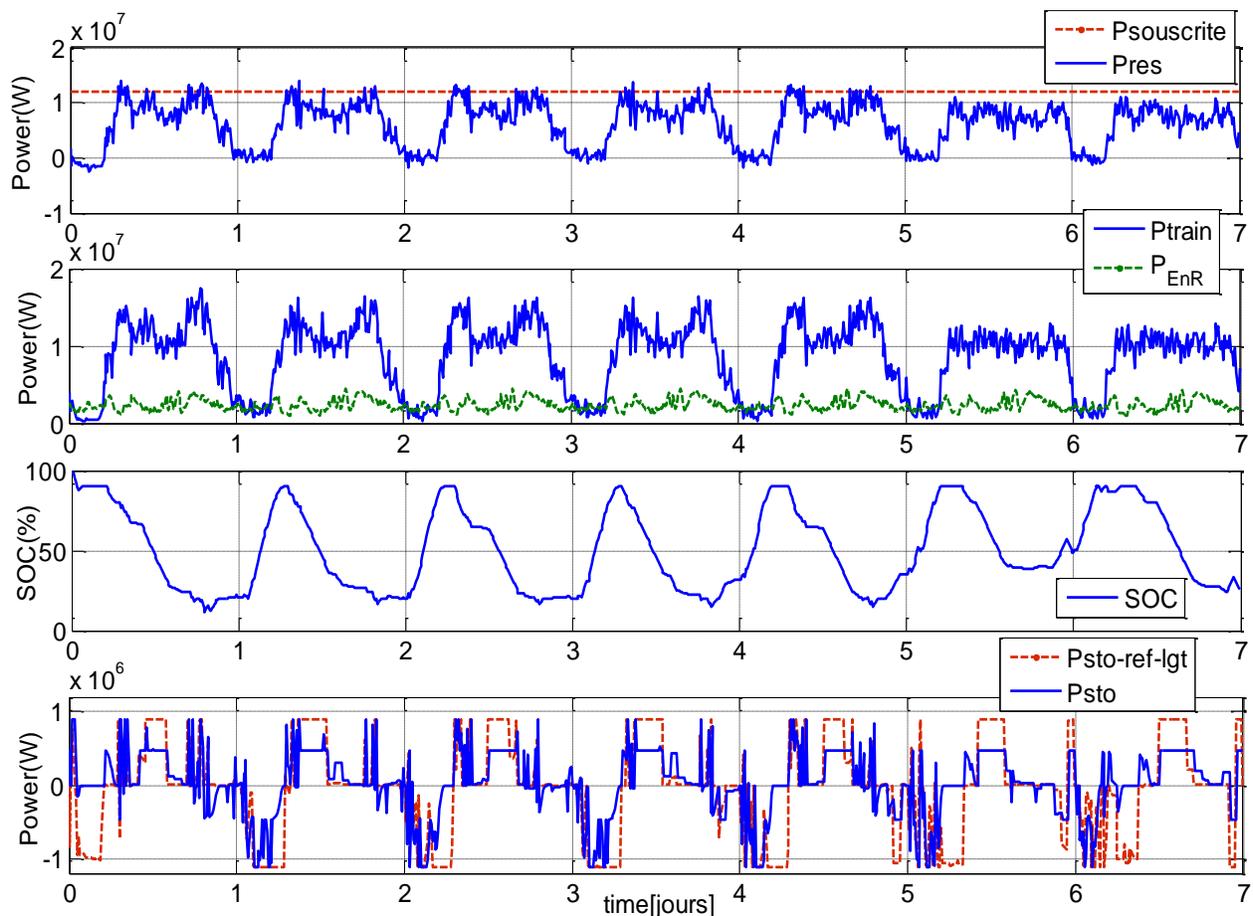


Figure 3.23 Résultats de simulation dans le cas d'ajustement (LT+CT)

### 3.4.3.3 Evaluation de la gestion énergétique par les indicateurs de performance

#### *Initialisation des paramètres du superviseur court terme d'IFTEH*

Les paramètres utilisés initialement pour tester en simulation la gestion énergétique par logique floue sont définis de façon empirique (ex: la forme des fonctions d'appartenance des variables floues). Il est donc nécessaire d'évaluer plus concrètement les performances de la stratégie de gestion énergétique afin d'analyser sa robustesse. Pour cela, la définition des indicateurs de performance pertinents pour les objectifs économiques et énergétiques fixés initialement est nécessaire. Pour le cas étudié, des indicateurs énergétiques et économiques sont considérés.

#### *Calcul des indicateurs de performance*

Concernant les indicateurs économiques, il est pertinent d'analyser :

a) *La composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite à RTE, notée CMDPS.*

La CMDPS est calculée en fonction de la variation de puissance du dépassement de puissance souscrite  $\Delta P_{dep}$ , conformément au TURPE 4 HTB2 MU spécifique au cas d'étude considéré [MOU-14]. Le calcul se fait dans (3.6), en intégrant les cinq classes temporelles  $T$  (HP, HPH, HCH, HPE, HCE, cf. Glossaire), le coefficient TURPE  $\alpha=0.3584$  €/kW, le coefficient de

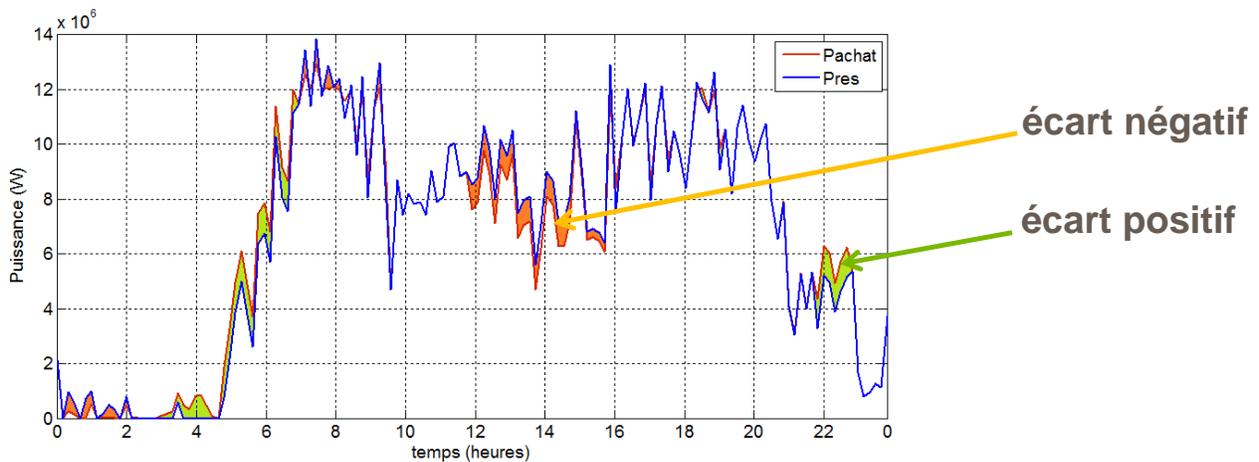
puissance pour chaque classe temporelle  $t$  ( $k_t$  en %) et l'ensemble des pas de temps  $x$  de chaque classe temporelle ( $X_t$ ).

$$CMDPS = \sum_{t \in T} \alpha \cdot k_t \cdot \sqrt{\sum_{x \in X_t} \Delta P_{dep}^2(x)} \quad (3.6)$$

*b) Le règlement des écarts, noté déséquilibre économique.*

Le déséquilibre économique est implicitement lié à la fonction de responsable d'équilibre présenté dans [CRE-12]. Les responsables d'équilibre sont des opérateurs qui se sont contractuellement engagés auprès de RTE à financer le coût des écarts constatés a posteriori entre l'électricité injectée et l'électricité consommée, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel. Le déséquilibre économique est calculé en fonction de l'écart entre la puissance achetée ( $P_{achat}$ ) sur le marché et la puissance réellement consommée (3.7). Si on représente graphiquement les deux puissances comme dans la Figure 3.24, l'écart négatif correspond à un déficit d'achat d'énergie, tandis que l'écart positif correspond à un surplus d'achat d'énergie. Pour chacun de ces écarts, des prix associés sont donnés par pas demi-horaire, sur le site de RTE [RTE-12].

$$cout_{deseq\_eco} = (prix_{ecart_{pos}} \cdot ecart_{pos} + prix_{ecart_{neg}} \cdot ecart_{neg}) \cdot \Delta t \quad (3.7)$$



**Figure 3.24 Représentation graphique du déséquilibre économique**

La somme de ces deux indicateurs représente globalement la grandeur de la facture énergétique.

Pour les indicateurs énergétiques, on a considéré :

*c) le taux d'énergie renouvelable consommée localement, noté  $I_{EnR}$ .*

Le calcul de cet indicateur est réalisé en trois étapes:

- calcul de la puissance EnR non-consommée localement ; si  $Pres > 0$  alors :

$$P_{enr\_nonconso} = |P_{res} + P_{train} + P_{sto}| \quad (3.8)$$

- calcul de l'énergie EnR produite et de l'énergie EnR non-consommée localement :

$$E_{enr} = \int P_{enr}(t) \cdot dt \quad (3.9)$$

$$E_{enr\_nonconso} = \int P_{enr\_nonconso}(t) \cdot dt \quad (3.10)$$

- calcul de l'indicateur – le taux d'EnR dans le mix énergétique :

$$I_{enr}(\%) = \frac{E_{enr} - E_{enr\_nonconso}}{E_{enr}} \cdot 100 \quad (3.11)$$

### ***Evaluation de la supervision énergétique d'IFTEH par les indicateurs de performance***

L'évaluation des trois variantes de gestion énergétique d'IFTEH (voir Figure 3.17) par les indicateurs économiques et énergétiques permettra de conclure sur le choix de la variante la plus favorable pour la supervision d'IFTEH.

Les résultats sont donnés dans le Tableau 3.4. Du point de vue économique, le cas ajustement (LT+CT) semble le plus intéressant pour la CMDPS, bien que la différence soit faible par rapport aux deux cas précédents (gestion LT et gestion CT). Pour le déséquilibre économique, le cas LT est plus intéressant parce qu'il n'a pas été considéré comme objectif prioritaire dans la construction des règles de gestion des cas CT et LT+CT.

Concernant l'indicateur énergétique, on peut noter que les sources de production renouvelable sont presque totalement consommées localement dans les trois cas.

<b><i>Indicateurs</i></b>	<b><i>Cas gestion LT</i></b>	<b><i>Cas gestion CT</i></b>	<b><i>Cas gestion LT+CT</i></b>
<i>CMDPS (€)</i>	1000	1036	954.112
<i>Déséquilibre économique (€)</i>	557	1755	1582.1
<i>I<sub>EnR</sub> (%)</i>	96.51	95.56	96.7

***Tableau 3.4 Evaluation de la supervision énergétique de l'IFTEH***

Ces résultats de simulation ont été obtenus à partir de paramètres de supervision définis de façon empirique, basés sur l'expertise du système. Afin de garantir la robustesse de la gestion, il est nécessaire de faire une étude sur l'optimisation de ces paramètres (fonction d'appartenance, gains). Les indicateurs définis précédemment sont cruciaux pour démarrer la phase d'optimisation. Le cas retenu pour l'optimisation est celui qui correspond à l'ajustement de la gestion énergétique, combinant LT et CT.

## **3.5 Optimisation de la gestion énergétique de l'IFTEH**

Afin de déterminer les règles de gestion énergétique d'IFTEH, le choix des fonctions d'appartenance a été fait de manière empirique. Les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie du superviseur sont de forme triangulaire ou trapézoïdale et définies de façon symétrique dans une première phase de la démarche. Les variations de ces fonctions d'appartenance peuvent influencer les résultats de sortie de la supervision énergétique. C'est pour cette raison qu'une étape d'optimisation des paramètres du superviseur est nécessaire.

### **3.5.1 Formulation du problème d'optimisation**

Le problème d'optimisation consiste à déterminer les paramètres du superviseur, initialement définis en fonction de l'expertise du système, afin de minimiser les indicateurs économiques

(CMDPS et déséquilibre économique). La somme de ces deux indicateurs représente la facture énergétique globale et la fonction objectif principale du problème d'optimisation.

### ***Fonctions objectifs (FO)***

Afin de garantir une bonne analyse des résultats d'optimisation, les fonctions objectifs seront considérées séparément :

- $FO_1 = \text{CMDPS}$  ;
- $FO_2 = \text{Déséquilibre économique}$  ;
- $FO = FO_1 + FO_2$ .

### ***Variables d'optimisation***

Les variables d'optimisation correspondent aux paramètres du superviseur définis initialement de façon empirique. Avec quatre entrées et une sortie dans la configuration du superviseur de la Figure 3.7, les variables d'optimisation sont représentées par leurs fonctions d'appartenance (car variables floues) et leurs gains de normalisation.

Les paramètres d'optimisation des fonctions d'appartenance des variables d'entrées ( $\Delta P_{locale}$ , SOC,  $\Delta P_{dep}$ ,  $P_{ref-stock-lt}$ ) et de la variable de sortie ( $P_{ref-stock-ct}$ ) sont illustrés dans la Figure 3.25 et Figure 3.26. Ces paramètres sont déduits de telle façon que les ensembles flous puissent être modifiés en gardant toujours une symétrie. Pour les fonctions d'appartenance, cinq variables d'optimisation sont identifiées :

- $A$ , pour  $\Delta P_{locale}$ , limité entre  $[0, 0.1]$  ;
- $B$ , pour SOC, défini en considérant que la somme des pentes des ensembles est 1 ( $2Z+2B=1$ );  $Z=1/2-B$  et  $B$  est limité entre  $[0, 0.5]$  afin d'intégrer également le cas booléen ;
- $C$ , pour  $\Delta P_{dep}$ , limité entre  $[0, 0.1]$  ;
- $D$ , pour  $P_{ref-stock-lt}$ , limité entre  $[0, 0.5]$  ;
- $D2$ , pour  $P_{ref-stock-ct}$ , défini en considérant que la somme des pentes des ensembles est 2 ( $4 \cdot D2 + 3X = 2$ ) car initialement limité entre  $[-1, 1]$  ;  $X = (2 - 4 \cdot D2) / 3$  et  $D2$  est limité entre  $[0, 0.5]$  afin d'intégrer également le cas booléen.

En plus des fonctions d'appartenance, il faut considérer aussi les gains de normalisation des paramètres du superviseur. Le gain du SOC ( $K_2$ ) qui n'est pas représentatif, car simplement une division par 100 permet de le ramener en per unit (p.u.). Les autres gains et leurs valeurs initiales sont:

- $K_1 = 5.72 \cdot 10^{-8}$ , pour  $\Delta P_{dep}$  ;
- $K_3 = 5.72 \cdot 10^{-8}$ , pour  $\Delta P_{locale}$  ;
- $K_4 = 9 \cdot 10^{-7}$ , pour  $P_{ref-stock-lt}$  ;
- $K_5 = 1.11 \cdot 10^6$ , pour  $P_{ref-stock-ct}$ .

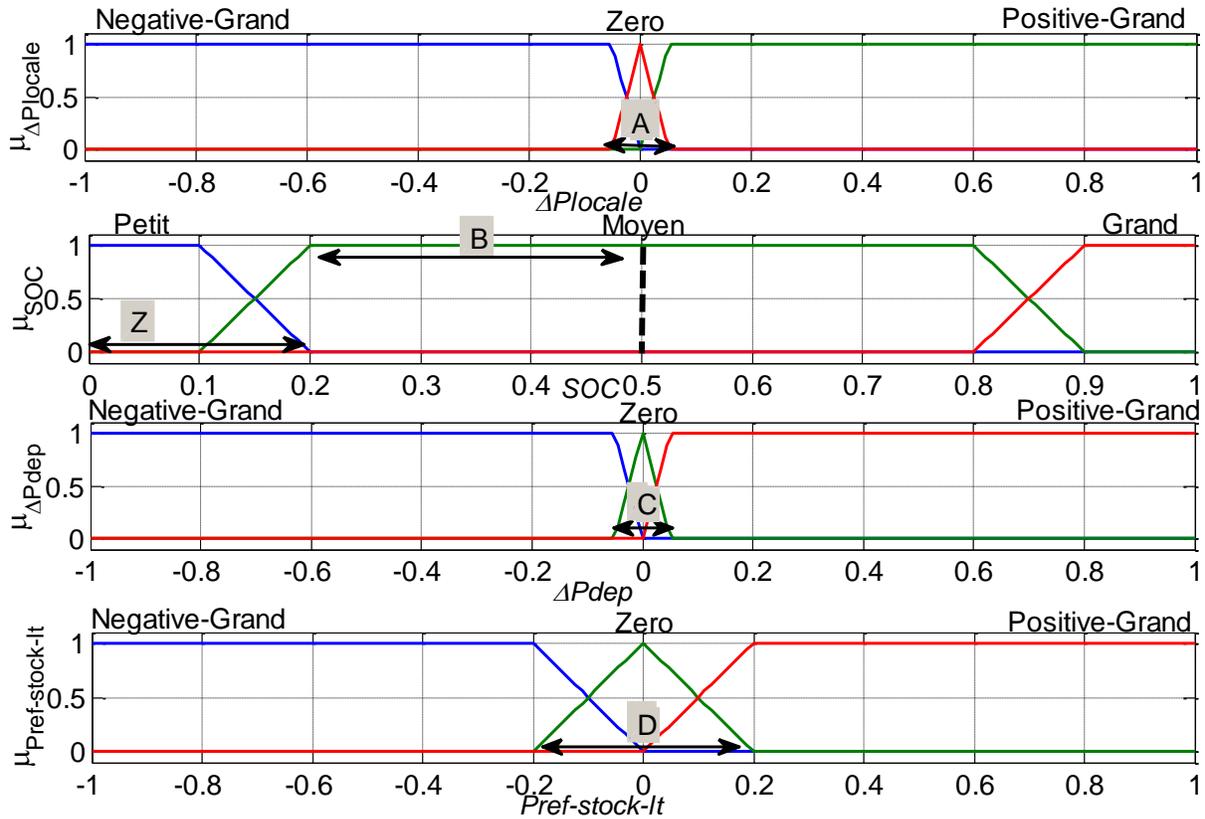


Figure 3.25 Variables d'optimisation des paramètres d'entrée du superviseur

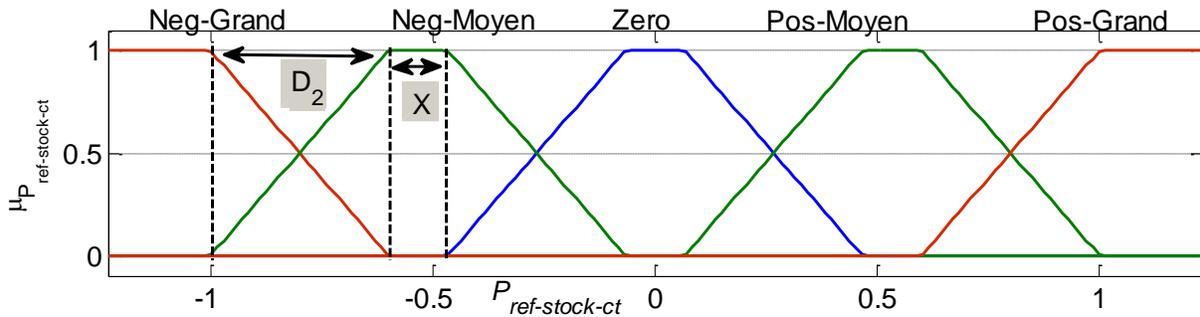


Figure 3.26 Variables d'optimisation des paramètres de sortie du superviseur

### 3.5.2 Méthodologie mise en place pour l'optimisation des paramètres du superviseur énergétique

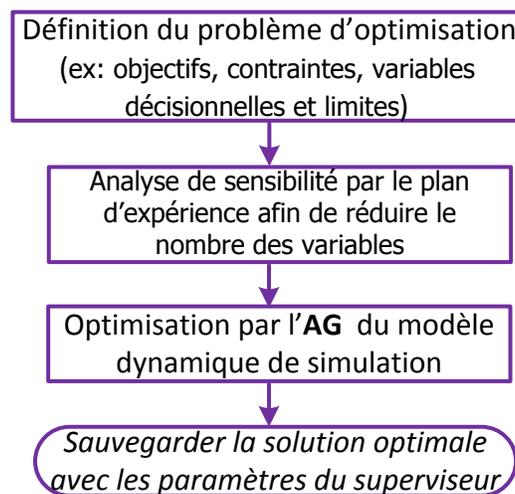
Au global, neuf variables d'optimisation sont identifiées, avec leurs contraintes et limites, ainsi que les fonctions objectif des indicateurs économiques prédéfinis. Ces éléments sont indiqués dans le Tableau 3.5, en vue de la définition du problème d'optimisation.

La méthodologie mise en place pour l'optimisation des paramètres du superviseur énergétique court terme est représentée dans la Figure 3.27. La simulation du modèle d'IFTEH sous Matlab/Simulink est assez importante en temps de calcul puisqu'il s'agit d'une simulation sur

une semaine. Le temps de simulation est d'environ sept minutes. Il est donc intéressant d'effectuer une analyse de sensibilité du modèle d'optimisation avant de passer à la phase d'optimisation, afin de réduire les variables d'optimisation et donc le temps de calcul de l'optimisation. Pour cela, la méthode des plans d'expérience comme présentée dans [FAU-09] est appliquée au problème d'optimisation. Ensuite, l'algorithme génétique (AG) est utilisé dans la phase d'optimisation car c'est le plus adapté pour traiter les modèles réalisés sous Matlab/Simulink. L'évaluation du plan d'expérience et la phase d'optimisation sont réalisées sur la plateforme Sophemis, développée par l'équipe Optimisation du L2EP [SOP-12].

<i>Variables d'optimisation</i>		<i>Nom</i>	<i>Valeur empirique</i>	<i>Limites</i>
Fonctions d'appartenance	Entrée superviseur	A ( $\Delta P_{locale}$ )	0.05	[0..0.1]
		B (SOC)	0.05	[0..0.5]
		C ( $\Delta P_{dep}$ )	0.05	[0..0.1]
		D ( $P_{ref-stock-lt}$ )	0.02	[0..0.5]
	Sortie superviseur	D2 ( $P_{ref-stock-ct}$ )	0.5	[0..0.5]
Gains de normalisation	Entrée superviseur	K1 ( $\Delta P_{dep}$ )	$5.72 \cdot 10^{-8}$	-
		K3 ( $\Delta P_{locale}$ )	$5.72 \cdot 10^{-8}$	-
		K4 ( $P_{ref-stock-lt}$ )	$9 \cdot 10^{-7}$	-
	Sortie superviseur	K5 ( $P_{ref-stock-ct}$ )	$1.11 \cdot 10^6$	-
<i>Fonctions objectifs</i>				
	$FO_1$	CMDPS (€)	954.112	Min
	$FO_2$	Dés_éco (€)	1582.1	Min
	$FO$	CMDPS+Dés_éco (€)	2536.212	Min

**Tableau 3.5** Définition du problème d'optimisation des paramètres du superviseur



**Figure 3.27** Méthodologie d'optimisation des paramètres du superviseur

### 3.5.2.1 Analyse de sensibilité par le plan d'expérience

Pour l'analyse de sensibilité en vue de la réduction du nombre de variables d'optimisation et du temps de calcul, un plan d'expérience à trois niveaux est appliqué. Par l'effet de screening, l'objectif est de trouver les variables les plus influentes dans l'optimisation. Ainsi, pour chaque variable, on considère sa valeur centrale  $x_c$  et ses variations supérieures et inférieures de  $\pm 20\%$ . A titre d'exemple, pour la variable  $A$  qui varie dans l'intervalle  $(0, 0.1)$ , sa valeur centrale est  $x_c=0.05$  avec ses limites inférieure et supérieure de  $0.04$  et  $0.06$ . Pour les neuf variables d'optimisation, la fonction objectif définie est calculée pour les 19 combinaisons possibles. Avec ces 19 évaluations du modèle on peut estimer quelles variables ont peu d'influence sur la fonction objectif. En effet, on peut noter que seulement 5 variables ont plus de 10% d'influence, comme illustré dans la Figure 3.28. Seules ces variables seront considérées par la suite dans le processus d'optimisation. Pour les fonctions d'appartenances, les plus influentes sont celles de SOC ( $B$ ), de  $\Delta P_{dep}$  ( $C$ ) et de  $P_{ref-stock-ct}$  ( $D_2$ ). Concernant les gains de normalisation, il s'agit de  $K_4$  (pour  $P_{ref-stock-lt}$ ) et de  $K_5$  (pour  $P_{ref-stock-ct}$ ).

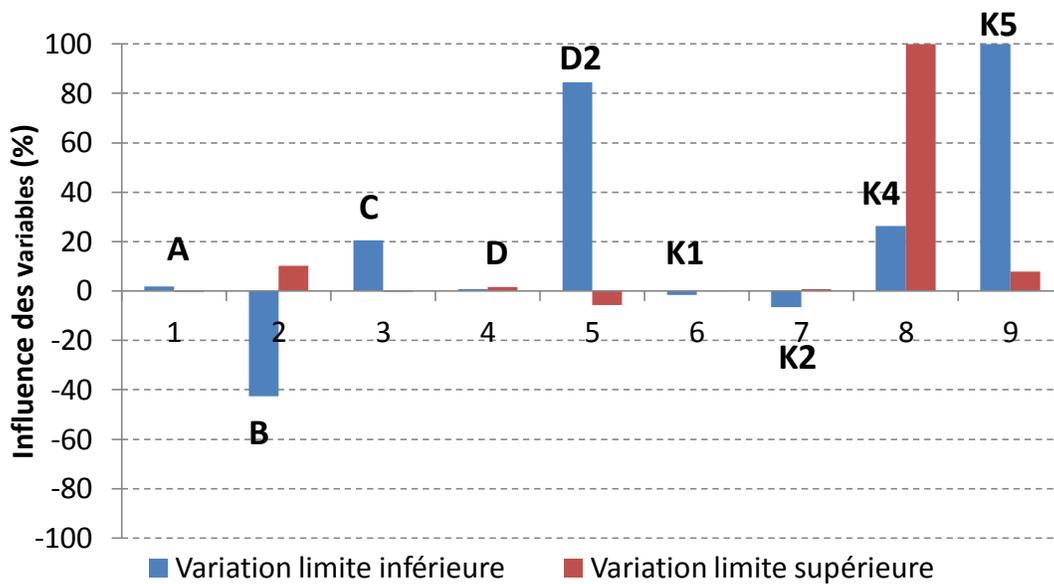


Figure 3.28 Résultat du plan d'expérience

### 3.5.2.2 Optimisation par l'algorithme génétique

Le cahier des charges de l'optimisation est réduit à 5 variables issues de la réduction du nombre de variables par le plan d'expérience. Afin d'optimiser la facture énergétique globale, trois cas d'optimisation sont envisagés. Cela revient à minimiser à la fois  $FO_1$  (optimisation de la  $CMDPS$ ),  $FO_2$  (optimisation du  $Dés\_éco$ ) et  $FO$  (la somme des deux indicateurs précédents). L'AG est adapté pour résoudre ce problème car le modèle dynamique d'IFTEH est réalisé sous Matlab/Simulink. L'optimisation est effectuée sous la plateforme Sophemis, qui adapte le modèle de simulation du système au modèle d'optimisation comme indiqué dans [SOP-12]. Cette plateforme permet d'utiliser des algorithmes d'optimisation de Matlab ainsi que d'autres algorithmes développés (ex : space mapping, PSO, etc.). Elle permet également de réduire les problèmes de convergence et les risques d'un optimum local, ainsi que le calcul distribué et l'export des résultats pour une meilleure analyse des solutions optimales. Les options de l'AG

pour le cas d'étude sont fixées à 100 individus par population et 20 générations, donc 2000 évaluations du modèle Simulink.

- *Optimisation de  $FO_1$*

Le modèle d'optimisation sous Sophemis du premier cahier des charges est illustré dans la Figure 3.29. Avec cinq variables d'optimisation, l'objectif est de minimiser la CMDPS, c'est-à-dire  $FO_1$ . Les résultats d'optimisation sont présentés dans le Tableau 3.6. Pour  $FO_1$ , on peut noter une légère amélioration par rapport à la solution initiale. Par contre  $FO_2$  est pénalisée suite à cette optimisation, ce qui fait que  $FO$  est légèrement supérieure à l'initiale. Pour les fonctions d'appartenance, la comparaison des valeurs empiriques (bleu) et optimales (rouge) est illustrée dans la Figure 3.30. On peut voir que les fonctions d'appartenance de  $\Delta P_{locale}$  n'ont pas été changées suite à l'optimisation car la variable  $A$  était fixée à sa valeur issue du plan d'expérience (la même que celle empirique). De même, les fonctions d'appartenance de  $P_{ref-stock-lt}$  sont légèrement modifiées puisque la variable  $D$  a été fixée à 0.025 par le plan d'expérience au lieu de 0.2 (sa valeur empirique). On peut noter que la forme des fonctions d'appartenance de  $SOC$  et du  $P_{stock-ref-ct}$  a été complètement modifiée. Enfin, les gains  $K_4$  du  $P_{stock-ref-lt}$  et  $K_5$  du  $P_{stock-ref-ct}$  ont gardé des valeurs proches de celles initiales. Les résultats de simulation pour la solution optimale sont présentés dans la Figure 3.31.

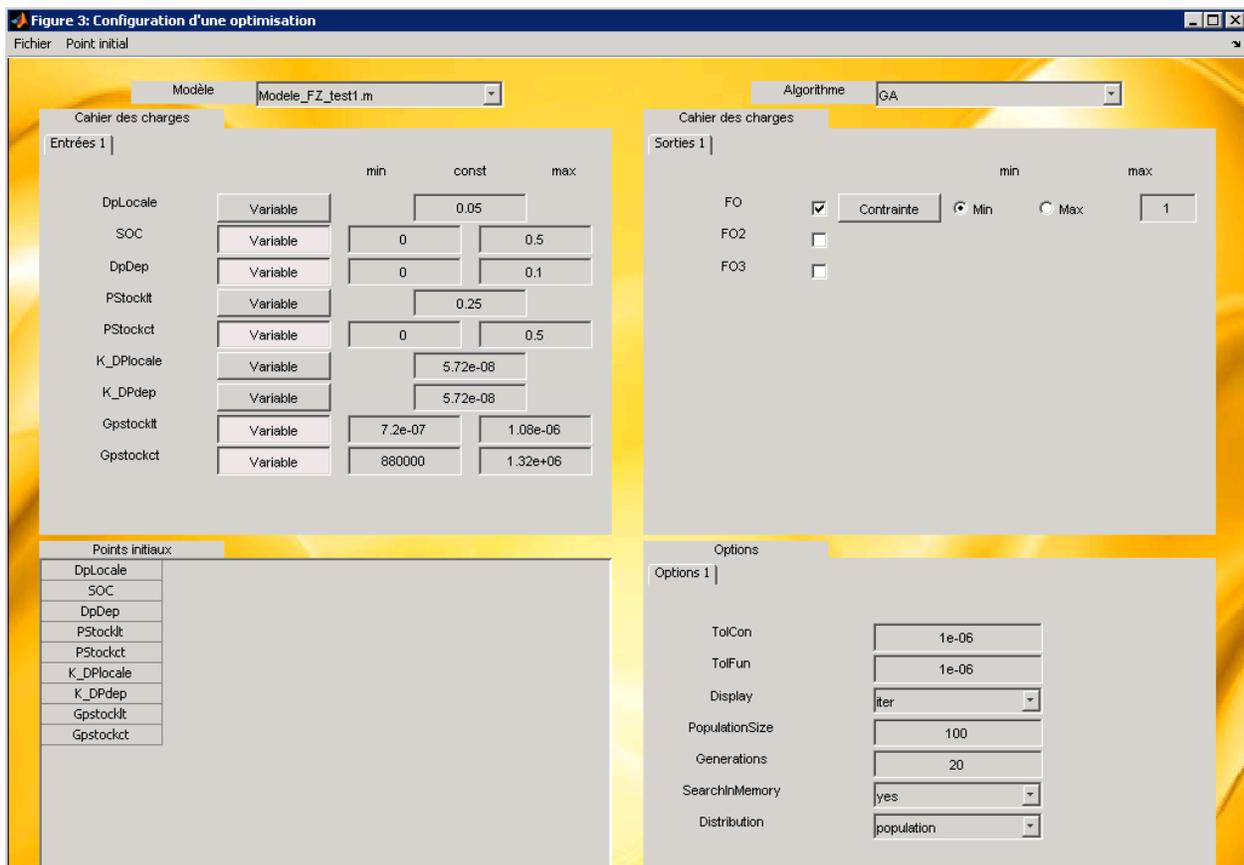


Figure 3.29 Modèle d'optimisation sous Sophemis (min  $FO_1$ )

<i>Variables d'optimisation</i>		<i>Nom</i>	<i>Valeur issue du plan d'expérience</i>	<i>Limites</i>	<i>Solution optimale</i>
Fonctions d'appartenance	Entrée superviseur	A ( $\Delta P_{locale}$ )	0.05	-	-
		B (SOC)	-	[0..0.5]	<b>0.0103</b>
		C ( $\Delta P_{dep}$ )	-	[0..0.1]	<b>0.094</b>
		D ( $P_{ref-stock-lt}$ )	0.025	-	-
	Sortie superviseur	D2 ( $P_{ref-stock-ct}$ )	-	[0..0.5]	<b>0.4952</b>
Gains de normalisation	Entrée superviseur	K1 ( $\Delta P_{dep}$ )	$5.72 \cdot 10^{-8}$	-	-
		K3 ( $\Delta P_{locale}$ )	$5.72 \cdot 10^{-8}$	-	-
		K4 ( $P_{ref-stock-lt}$ )	-	[ $7.2 \cdot 10^{-7}$ .. $1.08 \cdot 10^{-6}$ ]	<b><math>9.1178 \cdot 10^{-7}</math></b>
	Sortie superviseur	K5 ( $P_{ref-stock-ct}$ )	-	[880000.. $1.32 \cdot 10^6$ ]	<b><math>1.3158 \cdot 10^6</math></b>
<b><i>Fonctions objectifs</i></b>					
	$FO_1$	CMDPS (€)	954.112	<b>Min</b>	<b>894.402</b>
	$FO_2$	Dés_éco (€)	1582.1	-	1674.8
	$FO$	CMDPS+Dés_éco (€)	2536.212	-	2569.202

**Tableau 3.6 Minimiser la  $FO_1$  – résultats d'optimisation**

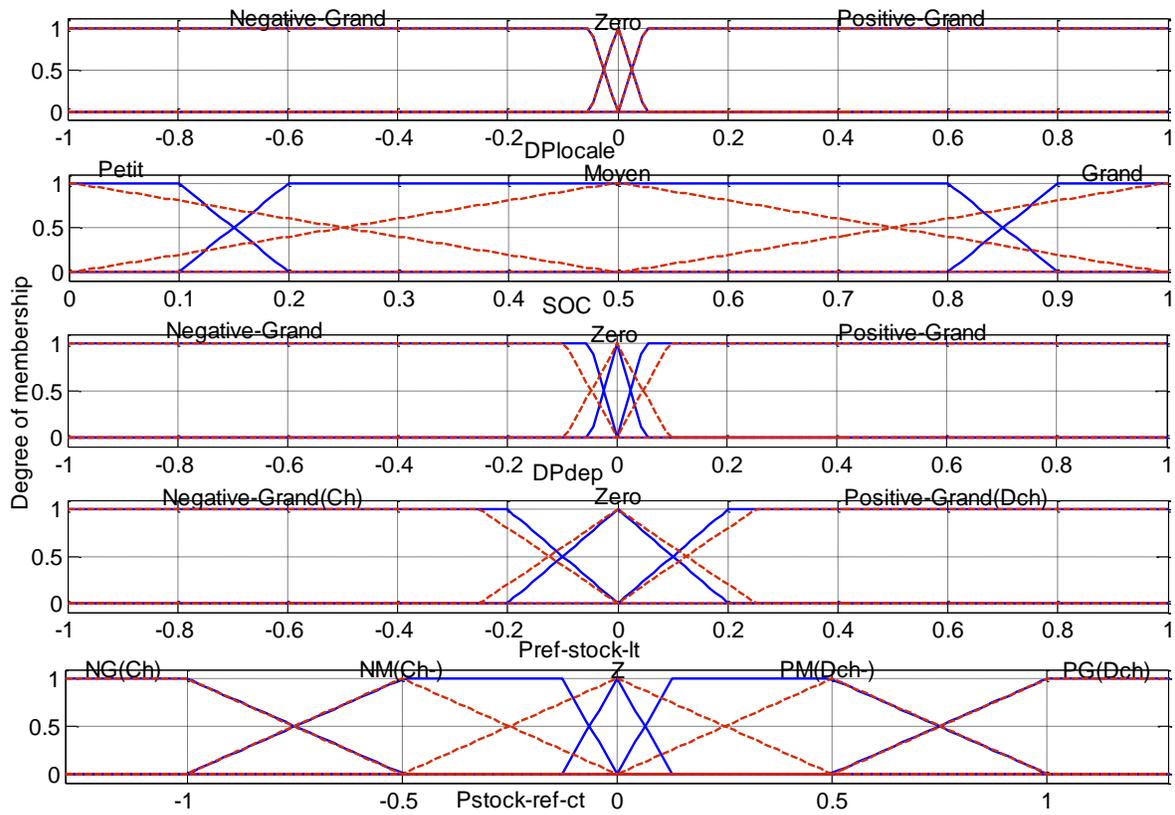


Figure 3.30 Fonctions d'appartenance empiriques (bleu) et optimales (rouge) - min  $FO_1$

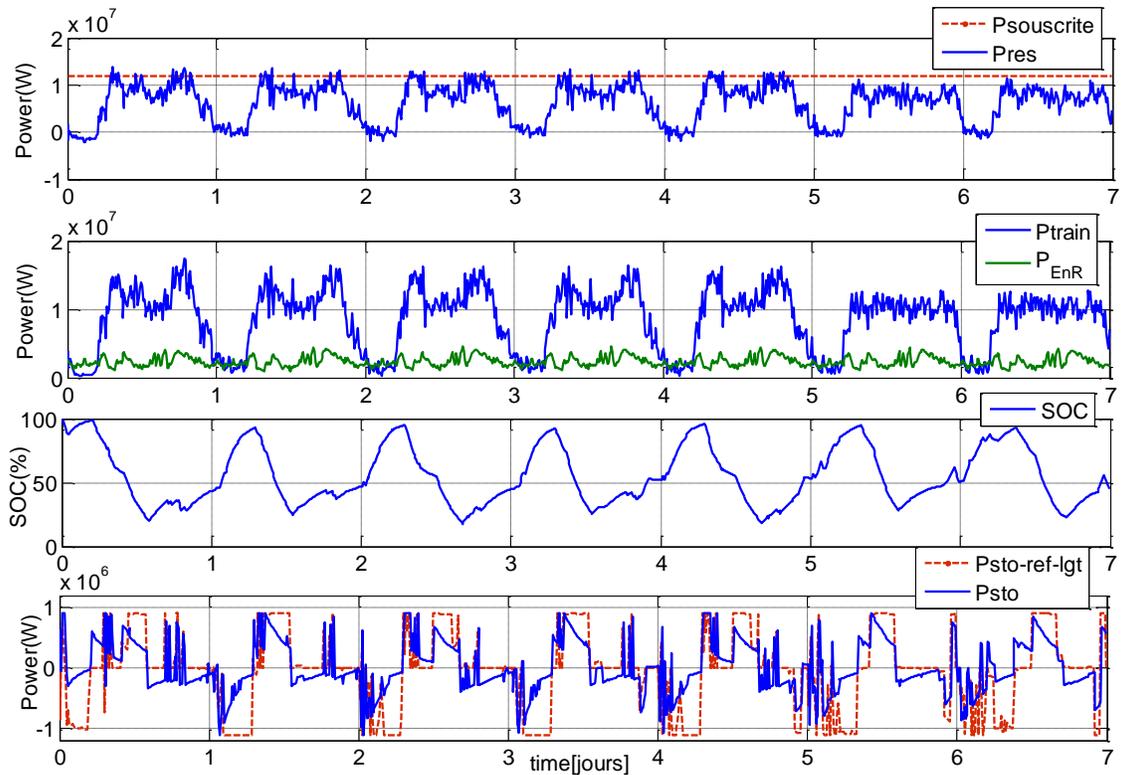


Figure 3.31 Résultats de simulation issus de la solution optimale (min  $FO_1$ )

- *Optimisation de  $FO_2$*

Avec cinq variables d'optimisation, l'objectif est de minimiser le coût lié au déséquilibre économique  $Dés\_éco$ , c'est-à-dire  $FO_2$ . Les résultats d'optimisation sont présentés dans le Tableau 3.7. Pour la  $FO_2$ , on peut noter une forte amélioration par rapport à la solution initiale. Dans ce cas,  $FO_1$  est légèrement pénalisée suite à l'optimisation, mais au final  $FO$  est inférieure à l'initiale. Pour les fonctions d'appartenances, la comparaison des valeurs empiriques (bleu) et optimales (rouge) est illustrée dans la Figure 3.32. Comme dans le cas précédent, les fonctions d'appartenance de  $\Delta P_{locale}$  n'ont pas été changées suite à l'optimisation car la variable  $A$  était fixée à sa valeur issue du plan d'expérience (la même que celle empirique). De même, les fonctions d'appartenance de  $P_{ref-stock-lt}$  sont légèrement modifiées puisque la variable  $D$  a été fixée à 0.025 par le plan d'expérience au lieu de 0.2 (sa valeur empirique). On peut noter que les formes des fonctions d'appartenances de  $SOC$  et du  $P_{stock-ref-ct}$  sont devenues booléennes. Cela peut s'expliquer car leurs points initiaux ont été obtenus sans considérer la réduction du coût lié au déséquilibre économique. Les gains  $K_4$  de  $P_{stock-ref-lt}$  et  $K_5$  de  $P_{stock-ref-ct}$  ont gardé une valeur proche de la valeur empirique. Les résultats de simulation pour la solution optimale sont présentés dans la Figure 3.33.

<i>Variables d'optimisation</i>		<i>Nom</i>	<i>Valeur issue du plan d'expérience</i>	<i>Limites</i>	<i>Solution optimale</i>
Fonctions d'appartenance	Entrée superviseur	A ( $\Delta P_{locale}$ )	0.05	-	-
		B (SOC)	-	[0..0.5]	<b>0.4953</b>
		C ( $\Delta P_{dep}$ )	-	[0..0.1]	<b>0.0937</b>
		D ( $P_{ref-stock-lt}$ )	0.025	-	-
	Sortie superviseur	D2 ( $P_{ref-stock-ct}$ )	-	[0..0.5]	<b>0.0037</b>
Gains de normalisation	Entrée superviseur	K1 ( $\Delta P_{dep}$ )	$5.72 \cdot 10^{-8}$	-	-
		K3 ( $\Delta P_{locale}$ )	$5.72 \cdot 10^{-8}$	-	-
		K4 ( $P_{ref-stock-lt}$ )	-	$[7.2 \cdot 10^{-7} .. 1.08 \cdot 10^{-6}]$	<b><math>9.1178 \cdot 10^{-7}</math></b>
	Sortie superviseur	K5 ( $P_{ref-stock-ct}$ )	-	$[880000 .. 1.32 \cdot 10^6]$	<b><math>1.3158 \cdot 10^6</math></b>
<b><i>Fonctions objectifs</i></b>					
	$FO_1$	CMDPS (€)	954.112	Min	1066.3
	$FO_2$	Dés_éco (€)	1582.1	<b>Min</b>	<b>1202.4</b>
	$FO$	CMDPS+Dés_éco (€)	2536.212	Min	2268.7

**Tableau 3.7 Minimiser la  $FO_2$  – résultats d'optimisation**

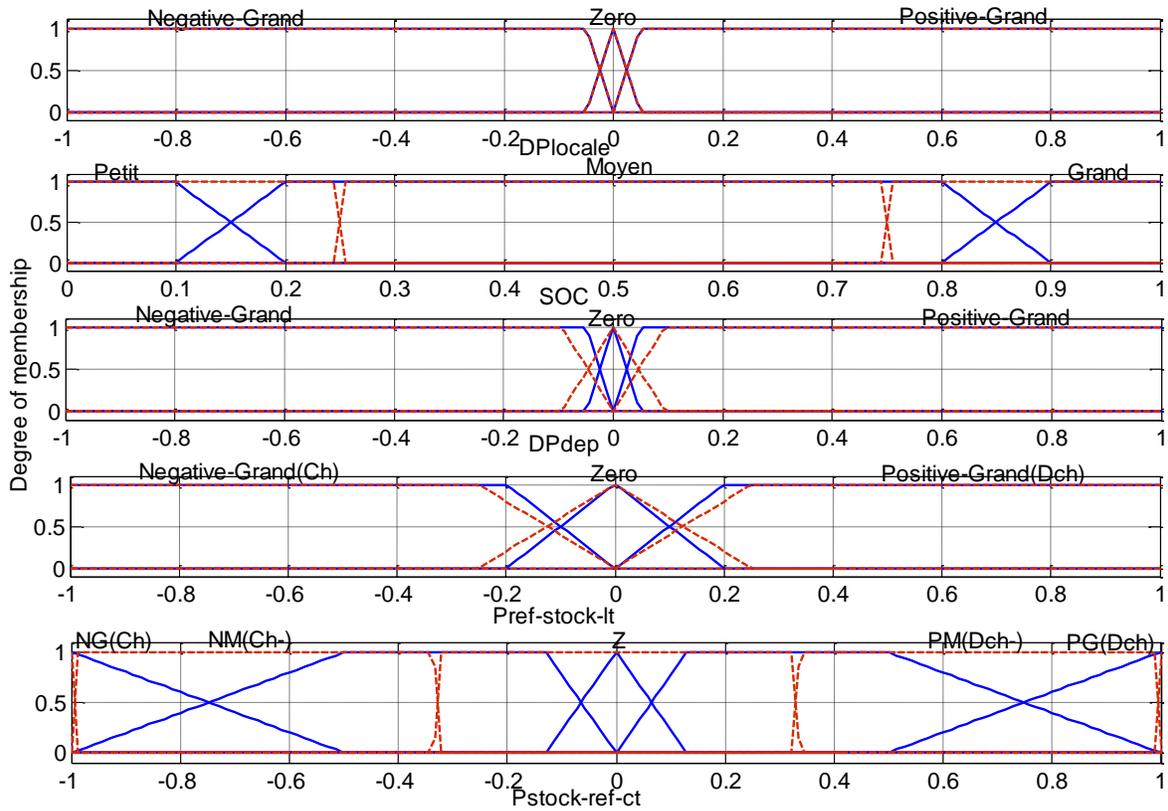


Figure 3.32 Fonctions d'appartenance empiriques (bleu) et optimales (rouge) - min  $FO_2$

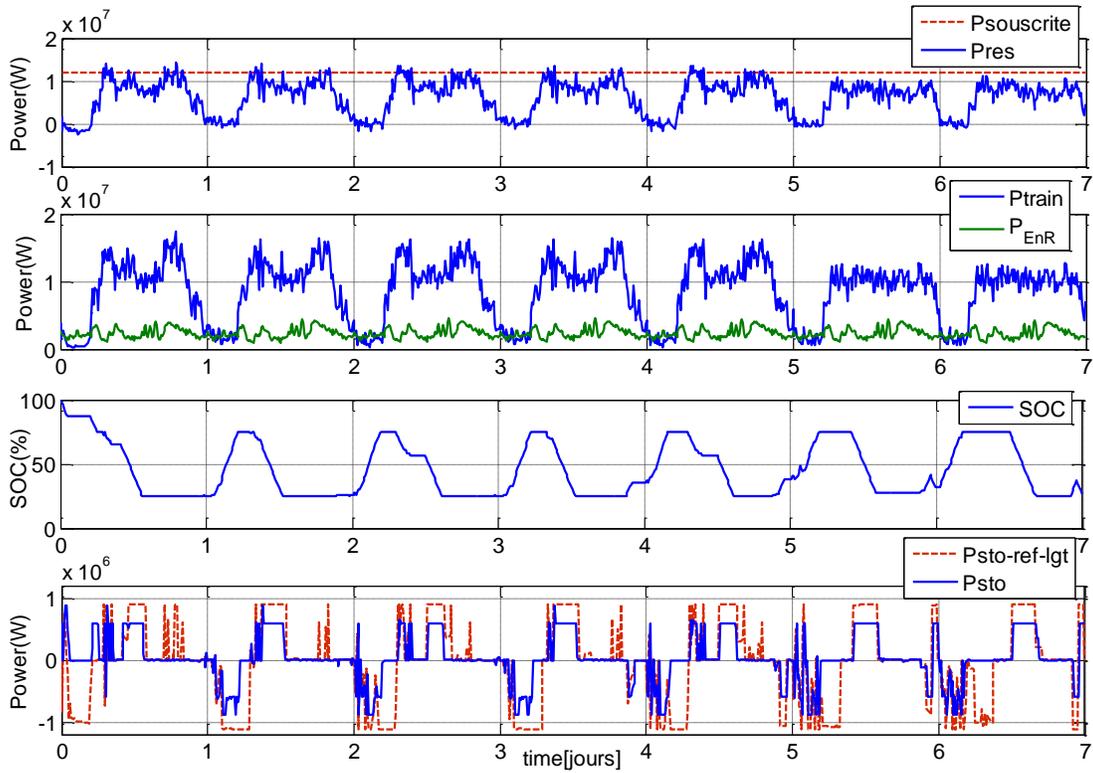


Figure 3.33 Résultats de simulation issus de la solution optimale (min  $FO_2$ )

- *Optimisation de FO*

Pour le troisième cahier des charges, l'objectif est de minimiser la somme des deux indicateurs (CMDPS et Dés\_éco), c'est-à-dire  $FO$ . Les résultats d'optimisation sont présentés dans le Tableau 3.8. Pour  $FO$ , on peut noter une forte amélioration par rapport à la solution initiale. Cette solution implique également une légère pénalisation de  $FO_1$  et une forte amélioration de  $FO_2$ . On rappelle que les fonctions d'appartenance de  $\Delta P_{locale}$  n'ont pas été changées suite à l'optimisation car la variable  $A$  était fixée à sa valeur issue du plan d'expérience (la même que celle empirique). De même, les fonctions d'appartenance de  $P_{ref-stock-lt}$  sont légèrement modifiées puisque la variable  $D$  a été fixée à 0.025 par le plan d'expérience au lieu de 0.2 (sa valeur empirique). Pour les fonctions d'appartenance, les résultats ressemblent à ceux du cas précédent (min  $FO_2$ ). La comparaison des valeurs empiriques (bleu) et optimales (rouge) est illustrée dans la Figure 3.34. On peut noter que les formes des fonctions d'appartenance du  $SOC$  et du  $P_{stock-ref-ct}$  sont devenues booléennes. Les gains  $K_4$  de  $P_{stock-ref-lt}$  et  $K_5$  de  $P_{stock-ref-ct}$  ont pris une valeur différente de la valeur empirique. Les résultats de simulation pour la solution optimale sont présentés dans la Figure 3.35.

<i>Variables d'optimisation</i>		<i>Nom</i>	<i>Valeur issue du plan d'expérience</i>	<i>Limites</i>	<i>Solution optimale</i>
Fonctions d'appartenance	Entrée superviseur	A ( $\Delta P_{locale}$ )	0.05	-	-
		B (SOC)	-	[0..0.5]	<b>0.4977</b>
		C ( $\Delta P_{dep}$ )	-	[0..0.1]	<b>0.1</b>
		D ( $P_{ref-stock-lt}$ )	0.025	-	-
	Sortie superviseur	D2 ( $P_{ref-stock-ct}$ )	-	[0..0.5]	<b><math>6.6772 \cdot 10^{-4}</math></b>
Gains de normalisation	Entrée superviseur	K1 ( $\Delta P_{dep}$ )	$5.72 \cdot 10^{-8}$	-	-
		K3 ( $\Delta P_{locale}$ )	$5.72 \cdot 10^{-8}$	-	-
		K4 ( $P_{ref-stock-lt}$ )	-	$[7.2 \cdot 10^{-7} .. 1.08 \cdot 10^{-6}]$	<b><math>7.2194 \cdot 10^{-7}</math></b>
	Sortie superviseur	K5 ( $P_{ref-stock-ct}$ )	-	$[880000 .. 1.32 \cdot 10^6]$	<b><math>8.8144 \cdot 10^5</math></b>
<b><i>Fonctions objectifs</i></b>					
	$FO_1$	CMDPS (€)	954.112	Min	1067.8
	$FO_2$	Dés_éco (€)	1582.1	<b>Min</b>	1196
	$FO$	CMDPS+Dés_éco (€)	2536.212	Min	<b>2263.8</b>

**Tableau 3.8 Minimiser la FO – résultats d'optimisation**

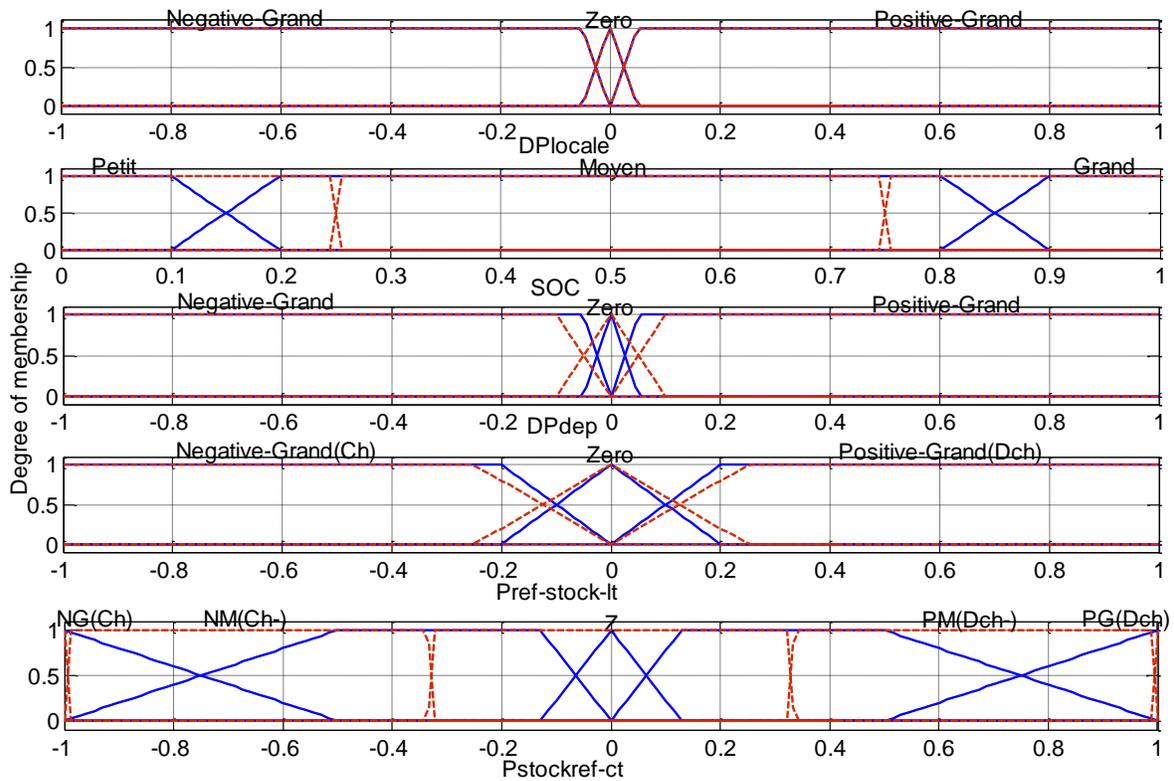


Figure 3.34 Fonctions d'appartenance empiriques (bleu) et optimales (rouge) - min FO

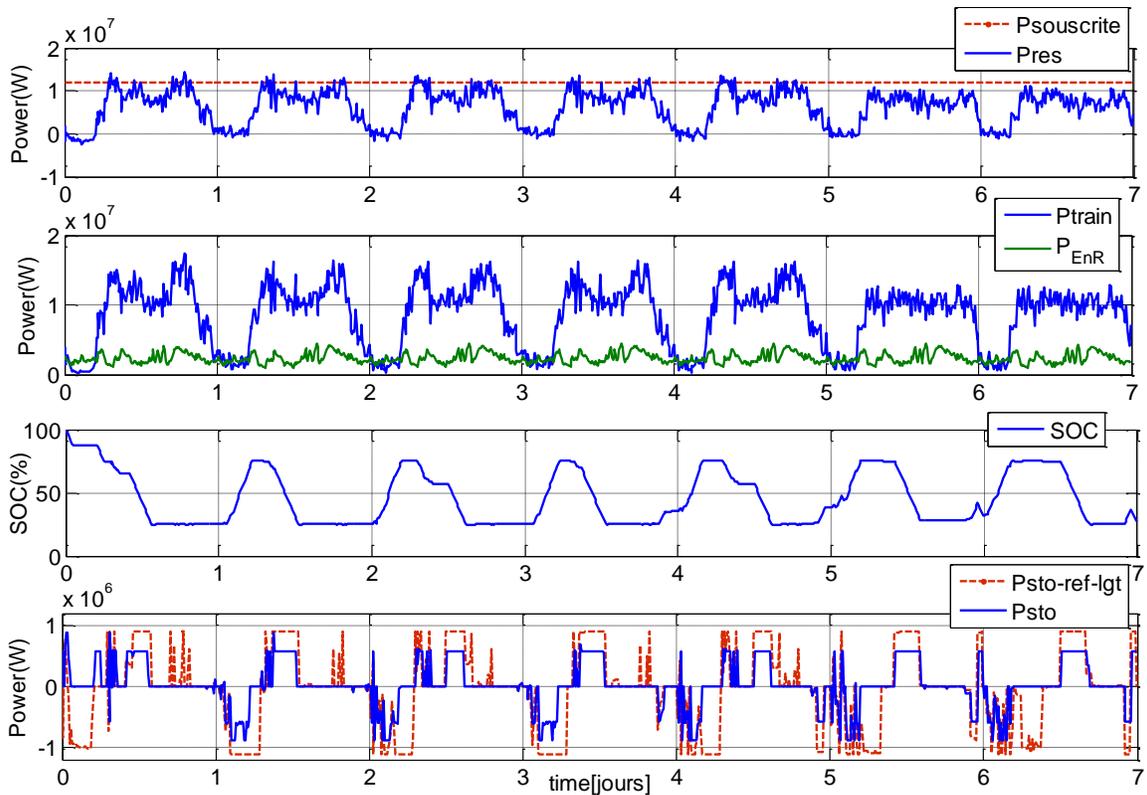


Figure 3.35 Résultats de simulation issus de la solution optimale (min FO)

### 3.5.3 Analyse des résultats d'optimisation des paramètres du superviseur

Afin de comparer les trois cas d'optimisation proposés et d'étudier l'influence de l'optimisation sur la gestion énergétique d'IFTEH, une synthèse des optimisations effectuées est proposée.

#### 3.5.3.1 Synthèse des optimisations effectuées

Le cahier de charges de l'optimisation des paramètres de supervision énergétique d'IFTEH a été réduit à 5 variables d'optimisation et trois fonctions objectifs à minimiser (issues du plan d'expérience). Une synthèse des trois optimisations effectuées est présentée dans le Tableau 3.9.

En plus, trois autres optimisations sont rajoutées. Celles-ci sont effectuées pour un cahier de charges qui comprend 7 variables d'optimisation, sur un total de 9 (car le  $K_1$  pour  $\Delta P_{dep}$  et  $K_3$  pour  $\Delta P_{locale}$  restent toujours fixés à leur valeur de normalisation initiale). Les résultats de ces dernières optimisations (avec 7 variables) ne semblent pas très éloignés des premiers résultats obtenus (optimisations des 5 variables). Cela permet de valider l'apport du plan d'expérience lors de la réduction du nombre des variables influentes sur l'optimisation. La variation de la fonction objectif issue de l'optimisation est calculée pour chaque optimisation comme présenté dans (3.12).

$$Variation (\%) = \frac{FO_{initiale} - FO_{optimale}}{FO_{initiale}} \cdot 100 \quad (3.12)$$

<i>Optimisation</i>	<i>CMDPS (€)</i>	<i>Dés_éco (€)</i>	<i>CMDPS+ Dés_éco (€)</i>	<i>Variation (%)</i>
Valeur empirique/initiale	954.112	1582.1	2536.212	0
<i>Optimisation avec 5 variables</i>				
CDC 1 (5 variables) – min $FO_1$	<b>894.402</b>	1674.8	2569.202	6.25
CDC 2 (5 variables) – min $FO_2$	1066.3	<b>1202.4</b>	2268.7	24
CDC 3 (5 variables) – min $FO$	1067.8	1196	<b>2263.8</b>	10.74
<i>Optimisation avec 7 variables</i>				
CDC 4 (7 variables) – min $FO_1$	<b>893.791</b>	1688.9	2582.691	6.32
CDC 5 (7 variables) – min $FO_2$	1082.6	<b>1111.5</b>	2194.1	29.74
CDC 6 (7 variables) – min $FO$	1084	1112.8	<b>2196.7</b>	13.38

*Tableau 3.9 Synthèse des optimisations effectuées*

**Note :** en rouge apparaît la fonction objectif du chaque cahier des charges (CDC) de l'optimisation effectuée.

#### 3.5.3.2 Influence de l'optimisation sur la supervision énergétique de l'IFTEH

La comparaison des résultats numériques avant et après l'optimisation des paramètres de la supervision énergétique d'IFTEH montre, au global, une réduction des coûts de 6% à 30% (Tableau 3.9) selon le nombre des variables (5 ou 7) et l'objectif considéré. L'analyse des résultats de simulation met en évidence des petites modifications lorsqu'il s'agit d'optimiser

seulement CMDPS ( $FO_1$ ). Ce résultat est intéressant pour conclure sur la robustesse de la gestion énergétique d'IFTEH et confirme que le point initial a été déterminé par l'approche empirique avec une priorité pour cet objectif. Par contre, l'optimisation apporte des gains plus significatifs sur les objectifs pour lesquels le point initial n'était pas déterminé par l'approche empirique. Ceux-ci sont liés au coût du déséquilibre économique ( $FO_2$ ) et la facture globale ( $FO$ ). En particulier, pour ces deux optimisations, les fonctions d'appartenance des paramètres de supervision sont devenues booléennes.

### 3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, une stratégie de gestion énergétique par logique floue a été développée, à partir d'un cahier de charges spécifique, pour coordonner systématiquement les sources renouvelables et le stockage d'énergie au sein de l'IFTEH.

Des objectifs tels que la limitation des dépassements de puissance souscrite tout en favorisant la consommation locale d'EnR ont été considérés par le biais des paramètres de supervision définis de façon empirique (basés sur l'expertise du système). Une approche multi-critères intégrant des contraintes énergétiques, économiques et environnementales a été implémentée à différents horizons temporels dans l'outil de conception et gestion optimale d'IFTEH.

A partir de modèles en flux de puissance de l'IFTEH, trois scénarios ont été évalués à travers des simulations et des indicateurs de performance représentatifs des gains du système. Les résultats de la gestion long terme (GLTS) et de la supervision court terme à logique floue ont été comparés et l'ajustement de la puissance prévisionnelle du stockage a été analysé. Les résultats numériques ont montré que le cas d'ajustement est plus adapté pour la gestion énergétique d'IFTEH, permettant de réduire les pénalités de la facture énergétique. Pour ce cas, une étude d'optimisation des paramètres du superviseur court terme a été proposée. La démarche d'optimisation développée utilise d'abord le plan d'expérience afin de réduire le nombre de variables et ainsi réduire le temps nécessaire à une optimisation. L'AG est ensuite utilisé avec le modèle Simulink dans la plateforme d'optimisation Sophemis. L'optimisation a apporté des réductions des coûts allant de 6% à 30% selon le nombre des variables et l'objectif considéré. On note que, l'optimisation a apporté des gains plus significatifs sur les objectifs pour lesquels le point initial n'était pas déterminé par une approche empirique. Si la comparaison des valeurs de la fonction objectif des solutions optimale et empirique a mis en évidence une légère amélioration de la fonction objectif, les résultats de simulation ne montrent que de faibles changements dans le comportement du système.

Néanmoins, afin d'étudier la robustesse de la supervision énergétique d'IFTEH, une validation expérimentale de la méthodologie de gestion a été mise en place, à l'échelle de puissance de la plateforme du laboratoire, et fait l'objet du quatrième chapitre de la thèse.

## 4 Validation expérimentale de la gestion énergétique d'une sous-station ferroviaire hybride

### 4.1 Introduction

Le dernier chapitre de la thèse est dédié à la validation expérimentale de la stratégie de gestion énergétique d'IFTEH. Ce travail a été réalisé avec l'aide de l'ingénieur de recherche Fabien Mollet. A partir de l'architecture énergétique d'IFTEH traitée dans le troisième chapitre de la thèse, les principales étapes de la démarche de validation expérimentale sont :

- la sélection des profils de charge ferroviaire et de gisement énergétique pour la production renouvelable ;
- la mise à l'échelle temporelle et en puissance d'un système ferroviaire réel ;
- la réalisation d'essais expérimentaux ;
- l'analyse des résultats expérimentaux ;
- la réalisation d'un modèle de simulation de la plateforme.

Ces étapes ont permis ensuite de tester le module de gestion énergétique d'IFTEH et d'effectuer plusieurs essais en vue d'une analyse de sensibilité. Pour cela, les indicateurs économiques et énergétiques utilisés auparavant, ont été adaptés au modèle moyen de la plateforme d'IFTEH.

### 4.2 Rappel de la structure d'IFTEH

Pour analyser la robustesse de la supervision énergétique d'IFTEH, la validation expérimentale de la méthodologie de gestion, à l'échelle de puissance de la plateforme du laboratoire est proposée. La structure d'IFTEH en CA, avec une interconnexion par bus CC, à travers un convertisseur CA/CC du système multi-sources (éolien, PV et système de stockage), est choisie pour l'analyse expérimentale (Figure 4.1).

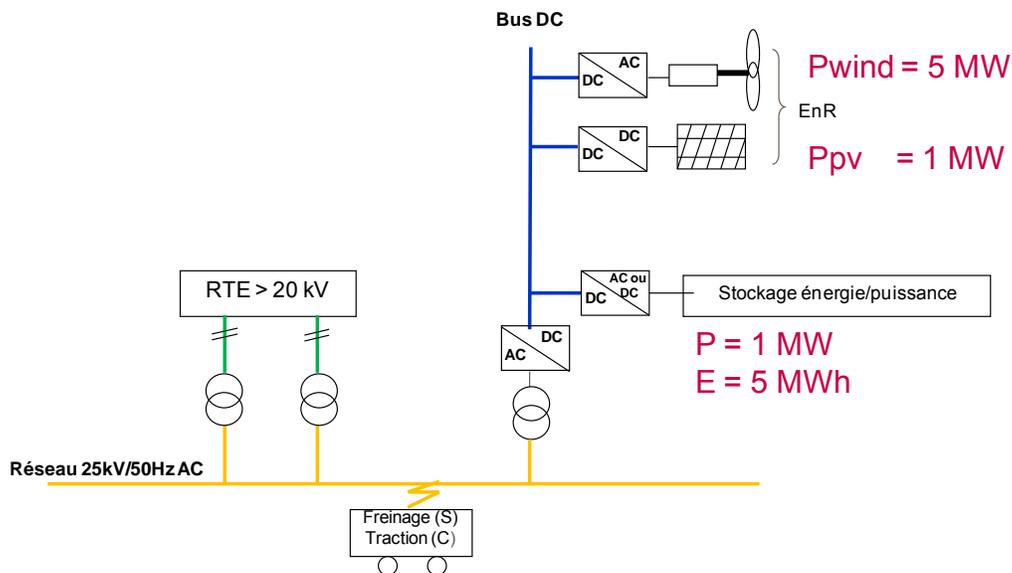


Figure 4.1 Structure de validation expérimentale d'IFTEH

L'ordre de grandeur, à l'échelle réelle, du système multi-source, correspond à celui traité dans la simulation de la supervision énergétique (voir chapitre 3). Il s'agit d'un maximum de 5 MW de production éolienne, 1MW de puissance PV et de 1MW de puissance de stockage.

#### 4.2.1 Profils d'entrée et mise à l'échelle

Afin d'obtenir des résultats pertinents de la phase expérimentale, un travail de corrélation entre les puissances des systèmes réels et les puissances des équipements de la plateforme du laboratoire est nécessaire. La disparité des puissances maximales des systèmes réels est une contrainte vis-à-vis des équipements de la plateforme. Aussi, du point de vue temporel, une question se pose concernant la durée sur laquelle les essais doivent être réalisés.

##### 4.2.1.1 Mise à l'échelle temporelle

Une représentativité sur une année complète n'est pas possible dans cette approche, car on ne dispose pas de profils suffisamment fins sur une aussi longue période. Dans un premier temps, les essais seront conditionnés sur une période de 24 heures. Pour conduire plusieurs essais dans un temps raisonnable, cette échelle sera condensée afin de réaliser 24 heures en 24 minutes. Cela est apparu comme un bon compromis vis-à-vis :

- des éléments de stockage disponibles sur la plateforme et de l'énergie qui peut y être emmagasinée ;
- des constantes de temps des différents systèmes ;
- des temps de communication entre les systèmes ;
- de la simplicité dans la conversion temporelle (1h → 1min ; 10min → 10s).

##### 4.2.1.2 Mise à l'échelle du profil de puissance de la charge

Le profil de charge retenue pour la phase expérimentale correspond à une simulation de la consommation de la ligne du RER C, de l'axe Brétigny-Dourdan.

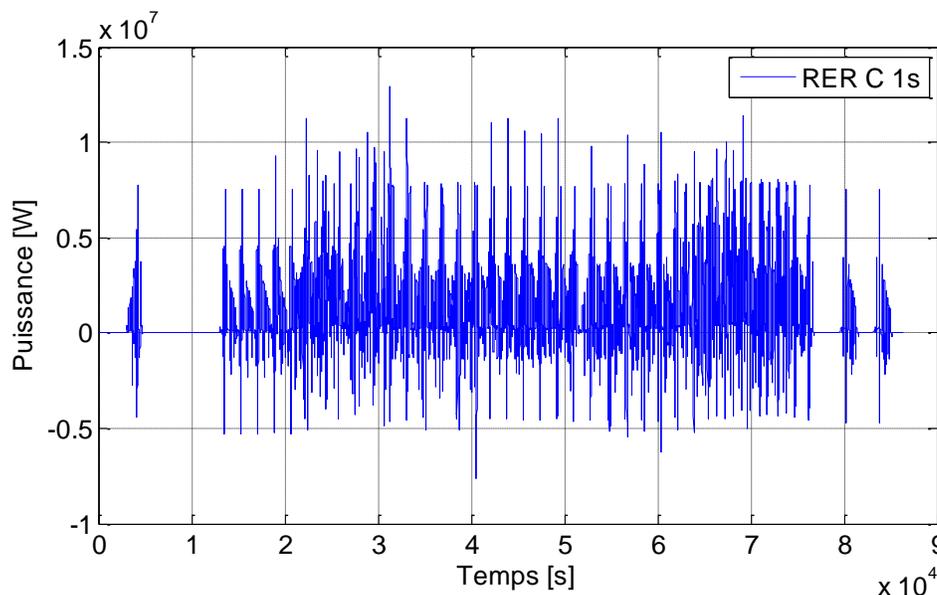


Figure 4.2 Profil de puissance de la charge (moyenne 1s)

Il s'agit d'une ligne avec une caténaire CC dont les simulations ont été effectuées en supposant que les sous-stations sont réversibles et que les restitutions au réseau sont possibles. Ainsi, l'expérimentation aura la particularité de traiter une caténaire CA monophasé avec les caractéristiques d'une ligne en CC.

Le profil de la charge est donné sur la base d'un point par seconde. La puissance maximale relevée en absorption est de 12,89 MW, tandis que la puissance maximale en restitution est de 7,66 MW (Figure 4.2).

Au niveau de la plateforme du laboratoire, les limites en puissance des éléments disponibles sont : 3 kW en absorption et 2 kW en restitution.

Afin d'accroître virtuellement la puissance de la plateforme, mais aussi afin d'être homogène avec les profils d'EnR, le profil de charge sera moyenné à la minute. Ce profil reste identique, du point de vue énergétique, avec le profil initial (moyenné à la seconde), mais la puissance moyennée à la minute présente de moindres pics. Le maximum de puissance obtenu après traitement est  $P_{max_{1min}}=8,837\text{MW}$  (Figure 4.3).

Dans ces conditions le ratio réel/plateforme obtenu est de 8,837 MW/ 3kW soit **2945**. Ainsi, le profil adapté (moyenne 1 min) peut être considéré comme énergétiquement équivalent au profil d'une plateforme dont le  $P_{max}$  serait 4378 W sur la base d'une puissance moyennée à la seconde.

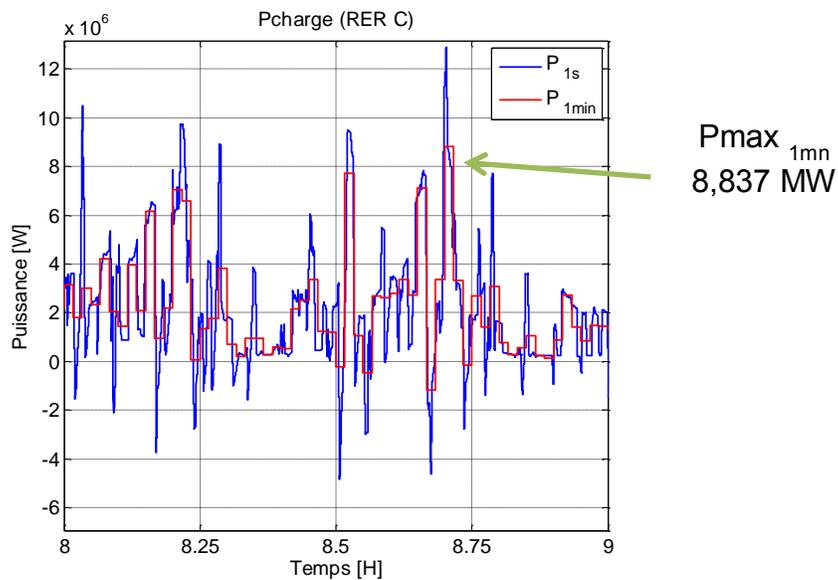


Figure 4.3 Profil de charge (moyenne 1s et 1min)

#### 4.2.1.3 Sélection et mise à l'échelle des profils de production renouvelable

Trois types de profils de référence de chaque gisement énergétique éolien et solaire ont été mis à disposition par la SNCF, dans le cadre du projet CONIFER. Il s'agit de profils de vitesse de vent (en m/s) et d'ensoleillement (en W/m<sup>2</sup>) de niveaux : faible, moyen et fort. Ces profils couvrent une période hebdomadaire, avec un pas de temps d'une minute.

A partir de la vitesse du vent, on peut déduire la puissance par la formule (cf. chapitre 2):

$$P_{eol} = \eta_t \cdot \eta_g \cdot 0,5 \cdot C_p \cdot \rho_a \cdot S_{eol} \cdot v_n^3 \quad (4.1)$$

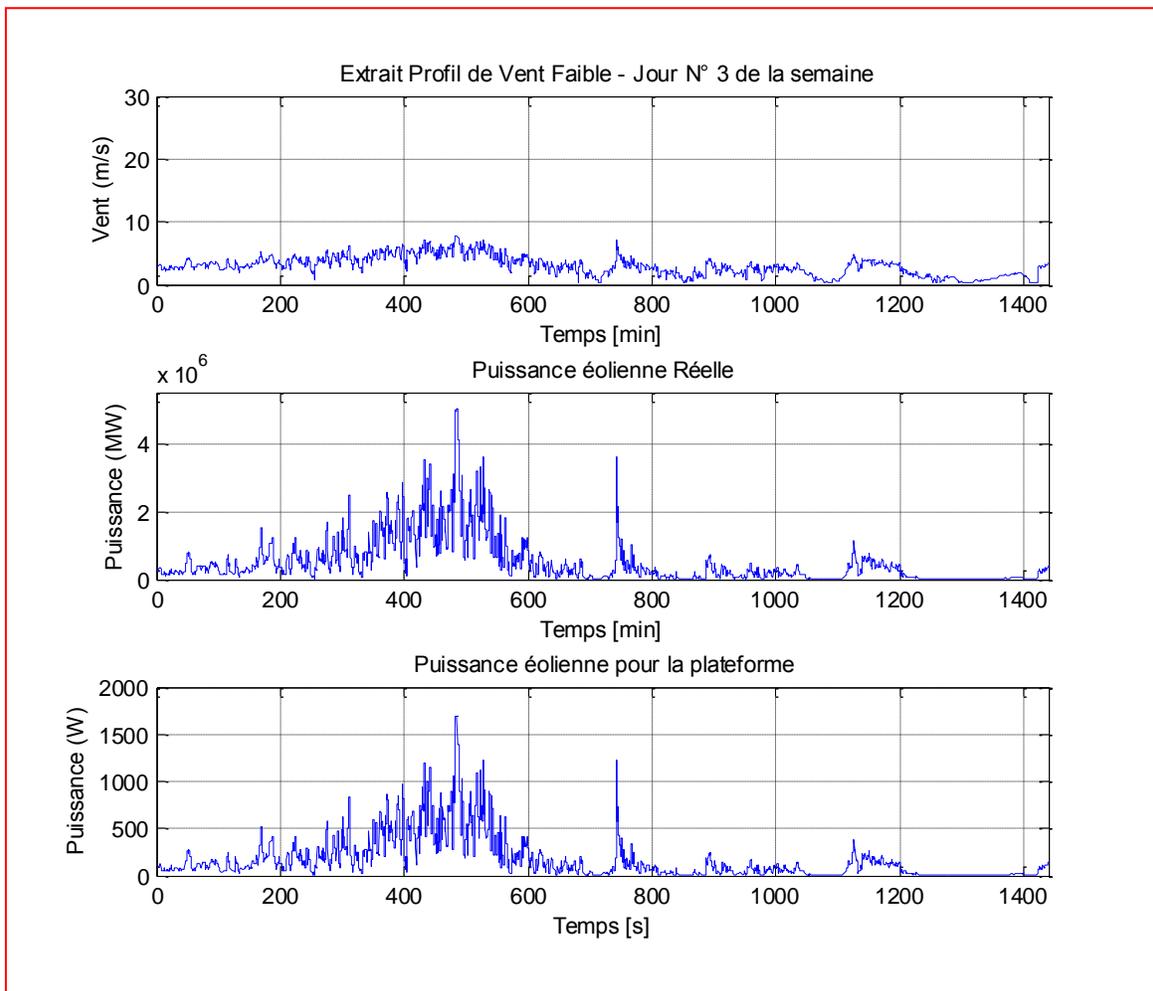
Selon le même principe, la puissance PV est calculée à partir du rayonnement solaire, à l'aide de la formule (cf. chapitre 2) :

$$P_{PV} = I_{sol} \cdot \eta_{PV} \cdot S_{PV} \quad (4.2)$$

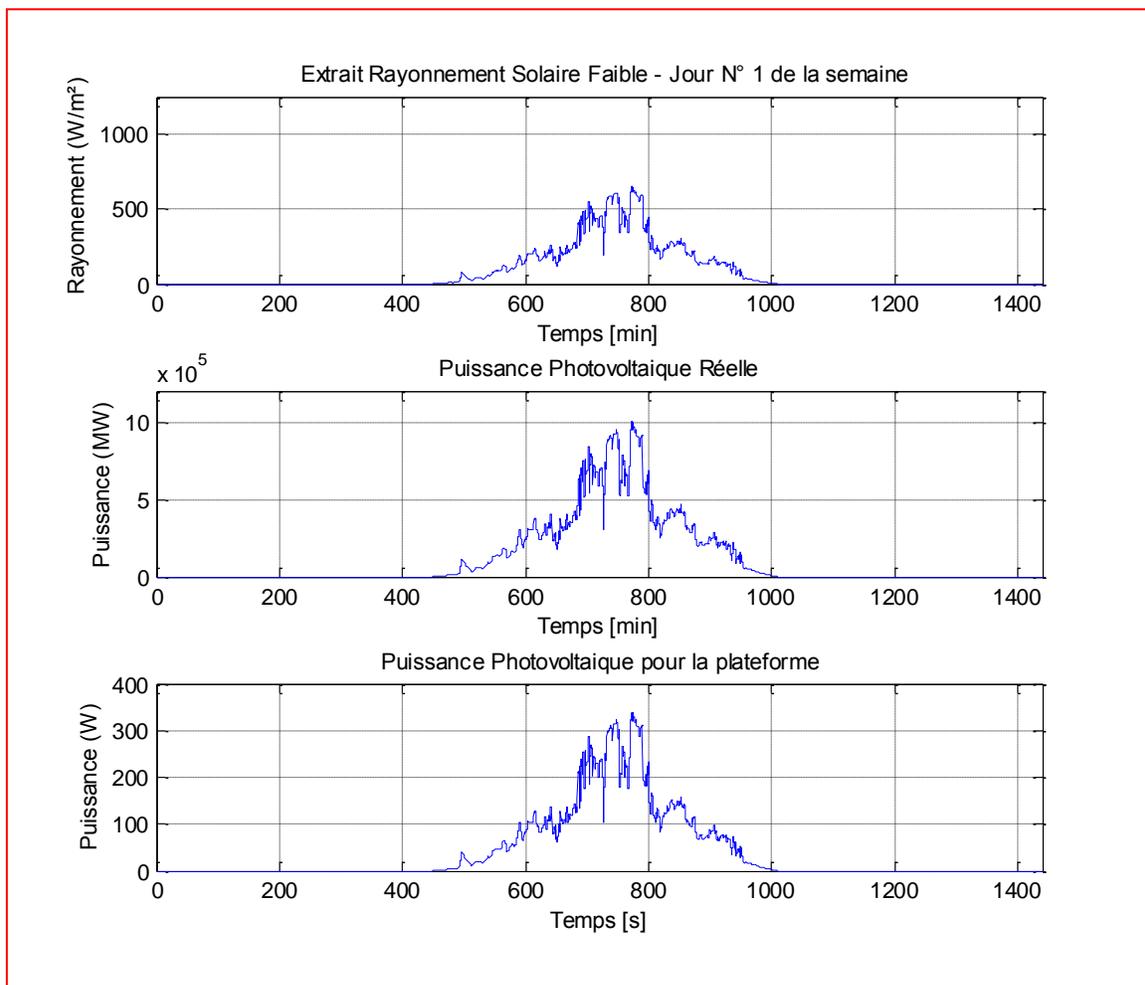
Le ratio réel/plateforme étant de 2945 permet de déduire que la puissance éolienne réelle de 5 MW correspond à 1,7 kW sur la plateforme, tandis qu'une puissance PV de 1 MW correspond à 0,34 kW sur la plateforme.

Afin de garder une cohérence par rapport au profil de charge, les profils de gisement éolien et photovoltaïque hebdomadaires ont été découpés par journée.

Le choix du profil éolien et PV le plus adapté au cas d'étude doit tenir compte d'une contrainte énergétique liée au renvoi d'énergie au réseau amont ERDF/RTE. En effet, il faut vérifier que l'énergie produite par les EnR soit inférieure à l'énergie consommée par la charge. Ainsi, les profils retenus sont : le 3<sup>e</sup> jour du profil « Faible » (Figure 4.4) pour la vitesse du vent et le 1<sup>er</sup> jour du profil « Faible » pour le rayonnement solaire (Figure 4.5).



**Figure 4.4 Profil éolien (moyenne 1min)**



*Figure 4.5 Profil photovoltaïque (1min)*

#### 4.2.1.4 Choix du système de stockage sur la plateforme

Bien que l'installation d'un stockage inertiel ou de batteries semble plus intéressante pour l'application de l'IFTEH (stockage stationnaire, niveau de puissance et énergie à emmagasiner), ce choix est apparu inadapté sur la plateforme (niveau d'énergie, rendements réduits, niveau de pertes trop important vis-à-vis des puissances enjeux).

La technologie de stockage retenue pour l'expérimentation est constituée de supercondensateurs. Deux modules Maxwell de 160V – 6F associés en série, ont été acquis dans ce but. La capacité équivalente obtenue est de 3F, pour une tension d'utilisation maximale de 320V.

Pour une puissance maximale réelle définie à 1MW pour le stockage, l'équivalent sur la plateforme est de  $1 \text{ MW} / 2945 = 0,34 \text{ kW}$ .

Du point de vue énergétique, le stockage doit pouvoir tenir 5 heures sous puissance maximale ( $E = 5\text{MWh}$  à l'échelle réelle). A l'échelle de la plateforme, les 5 heures correspondent à 5 minutes, ce qui donne  $5 \times 60\text{s} = 300\text{s}$ . L'énergie qui peut être emmagasinée par la supercapacité est de 102 000 J ( $E = 340\text{W} \times 300\text{s}$ ). Dans ces conditions, les modules de supercondensateurs associés en série, seront utilisés dans la plage de tension allant de 160 à 306 V.

### 4.3 Architecture réseau proposée

La configuration générale du banc expérimental est présentée dans la Figure 4.6. Le choix s'est porté sur un réseau caténaire monophasé afin de prendre en compte les contraintes d'une véritable installation ferroviaire. Pour cela, l'acquisition de deux transformateurs a été nécessaire. Des mesures ont été réalisées pour les caractériser et les modéliser. Les commandes des onduleurs monophasés ont dû être développées.

Par contre, cette expérimentation ne prend pas en compte le déplacement de la charge ferroviaire. Il n'y a donc pas de modification temporelle des caractéristiques du réseau caténaire comme la modification de la répartition des impédances de ligne par exemple. Ces aspects seront traités dans la tâche 4 du projet CONIFER [CON-10].

Le schéma de câblage de la plateforme est présenté dans la Figure 4.7. Un niveau de tension du bus CC fixé à 400 V est judicieux par rapport aux convertisseurs et au niveau de puissance de la plateforme. Une source d'alimentation CC programmable (3,3 kW – 600 V – 5,5 A) est utilisée pour émuler les profils de puissance d'EnR. Afin d'émuler les profils de charge, une alimentation CC programmable (400V – 2,2 kW), un plan de charge résistif associé à un hacheur ainsi qu'un convertisseur ont été utilisés. En effet, cela permet d'émuler tant les phases d'absorption que de restitution de l'énergie.

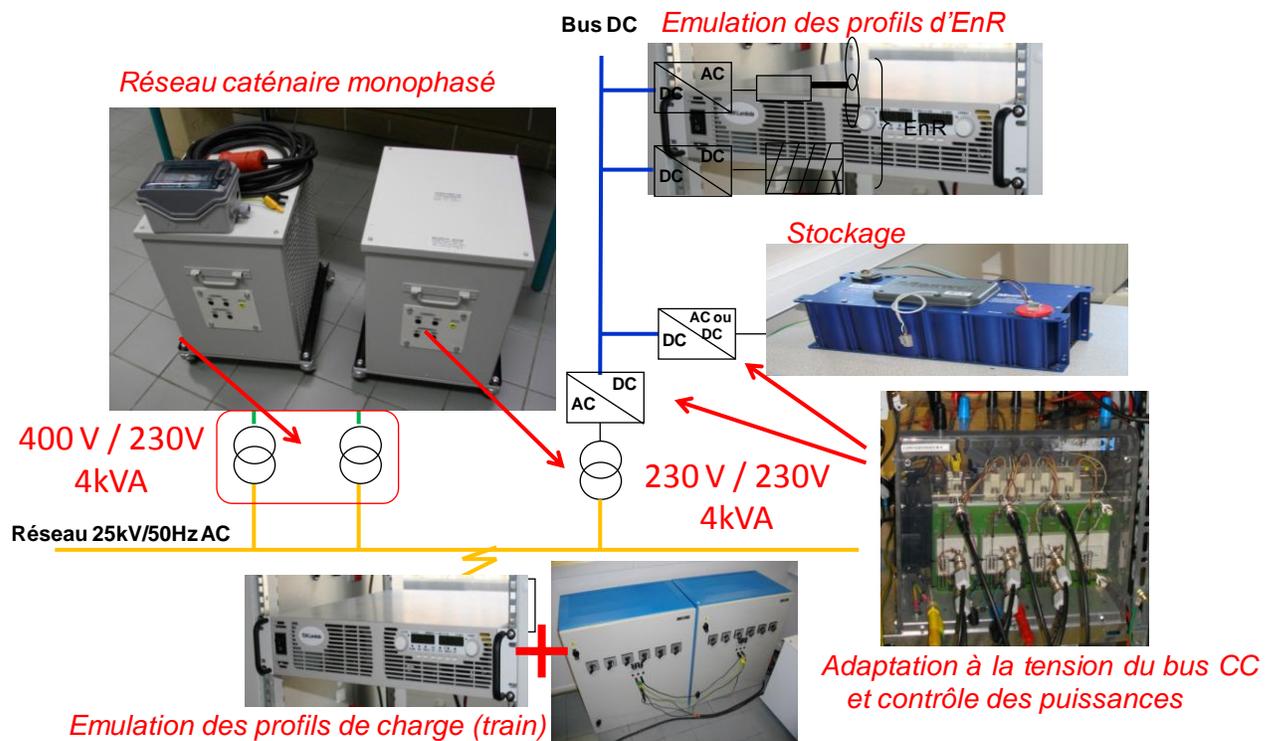


Figure 4.6 Configuration générale de la plateforme de test d'IFTEH

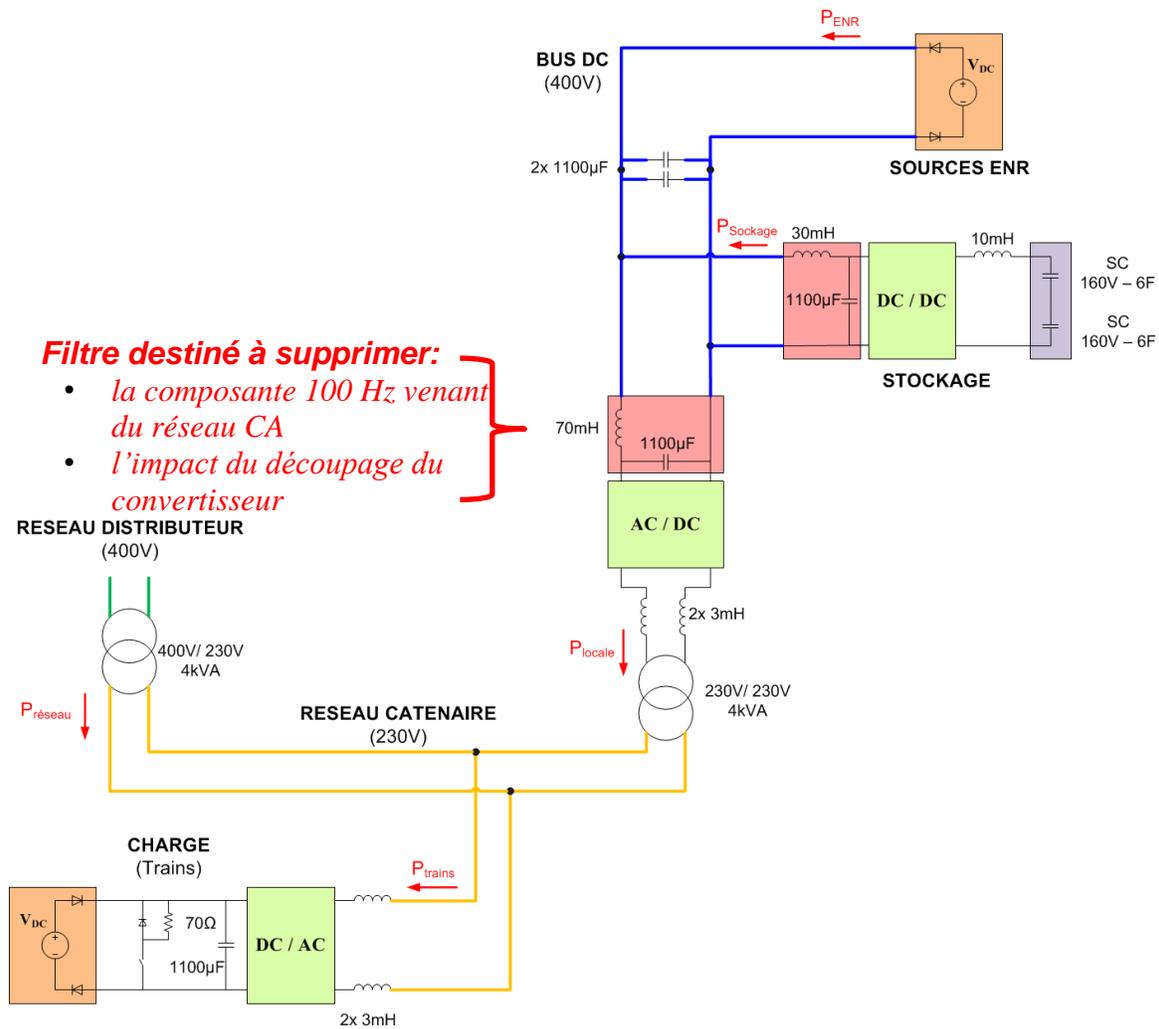


Figure 4.7 Schéma de câblage de la plateforme

### 4.3.1 Structure de commande

Pour piloter l'ensemble de la plateforme, 4 cartes dSpace 1103 ont été mises en place. Trois d'entre elles servent aux commandes rapprochées des systèmes :

- pilotage de la charge;
- pilotage du stockage;
- pilotage de l'interface entre le bus CC et la caténaire CA, ainsi que le contrôle du profil EnR.

La quatrième carte récupère les informations mesurées par les trois autres cartes, comme les puissances et le niveau du stockage (SOC), pour générer et envoyer la référence de puissance au système de stockage. Cette quatrième carte est donc dédiée à l'implantation du superviseur énergétique d'IFTEH, développé dans le chapitre précédent (cf. chapitre 3).

Afin d'avoir une répétabilité dans les essais, d'autres informations d'état sont également échangées entre les différentes cartes afin d'initialiser et synchroniser les différents systèmes

toujours de la même façon. Tous ces échanges d'informations se font au travers du bus de communication CAN représenté en vert sur la Figure 4.8.

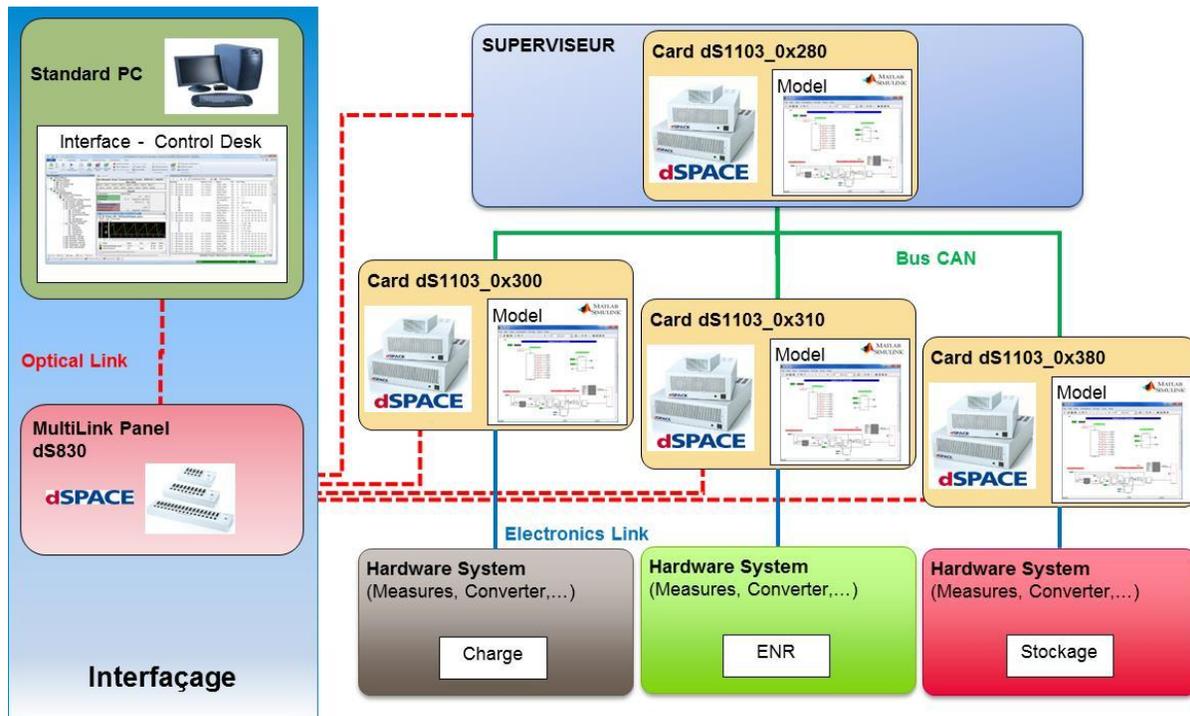


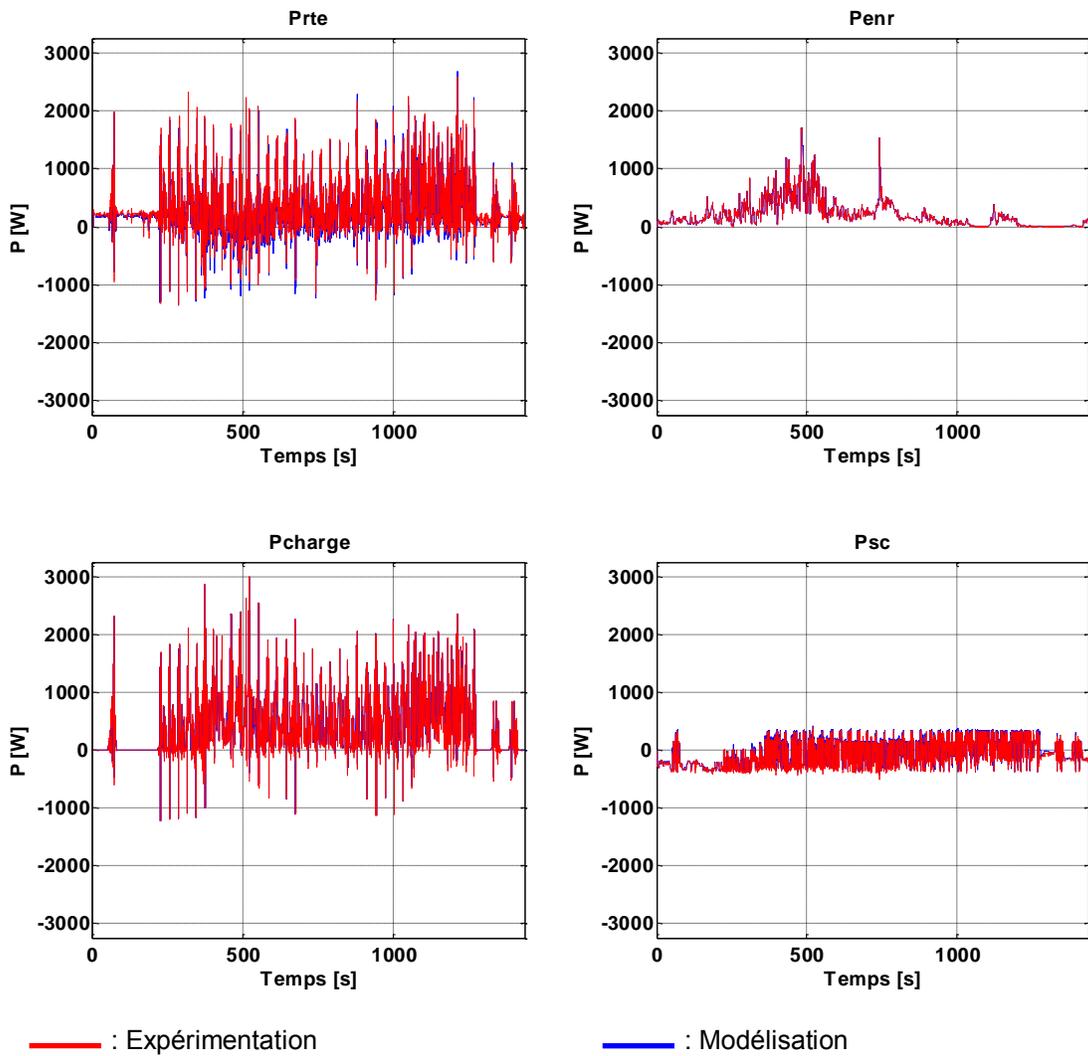
Figure 4.8 Système de contrôle temps réel et IHM

### 4.3.2 Modèle de la plateforme d'essais

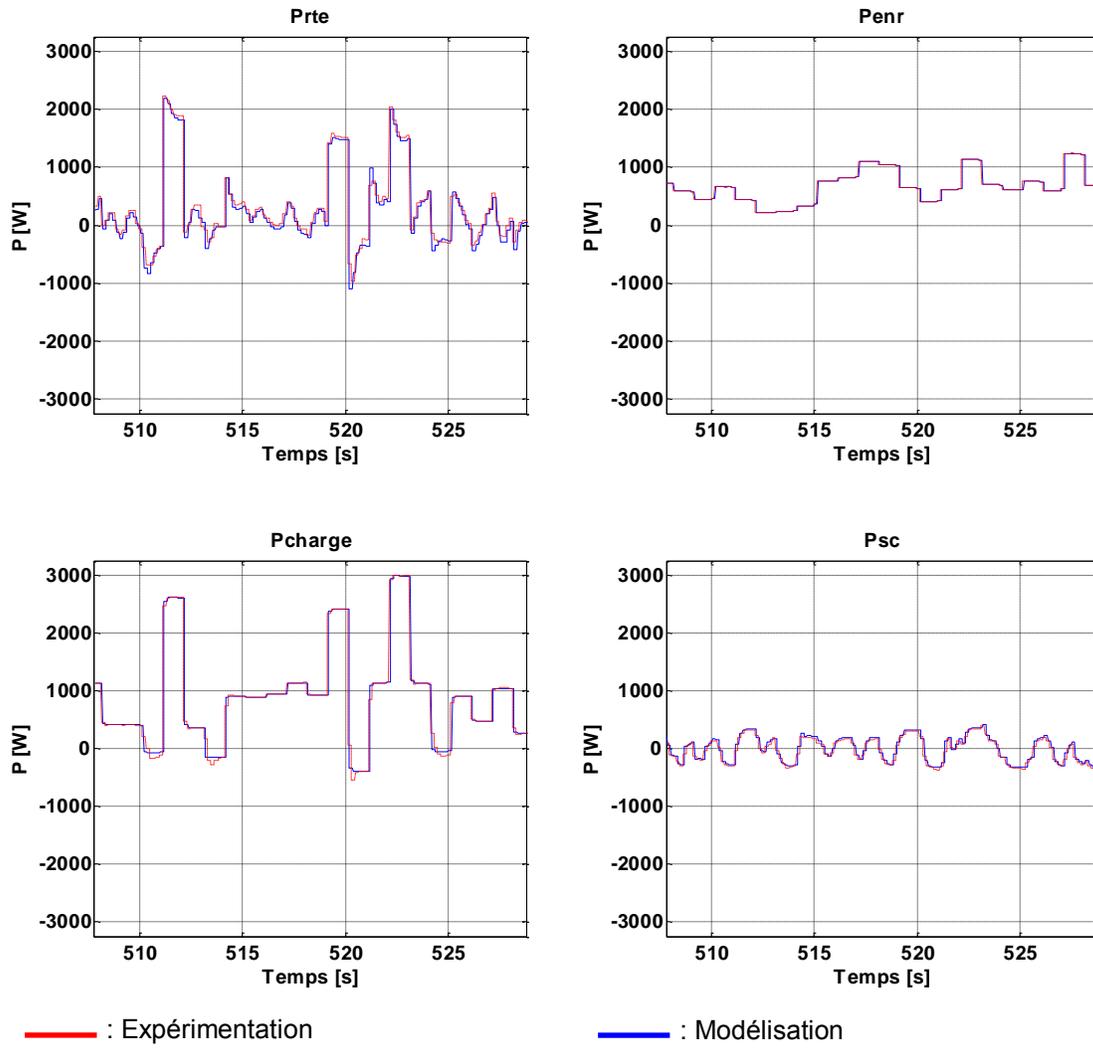
Un modèle complet de la plateforme, structuré de la même façon et utilisant les mêmes lois de commande, a été développé sous Matlab/Simulink. Il s'agit d'un modèle moyen suffisant à l'analyse des puissances, des énergies et des indicateurs de performance. L'analyse des phénomènes transitoires liés aux commutations des convertisseurs n'est donc pas prise en compte dans le modèle moyen. Néanmoins, ce modèle est plus précis que le modèle en flux de puissance utilisé pour le développement et l'optimisation du superviseur énergétique (cf. chapitre 3). Ce choix présente l'avantage d'être un bon compromis entre la précision du modèle et le temps de calcul. Le schéma bloc composant le modèle est détaillé dans l'Annexe A.

Afin de se rapprocher le plus fidèlement possible de la configuration de la plateforme, mais aussi pour maîtriser parfaitement le pas de calcul et d'échantillonnage, il a été fait le choix de travailler avec un solveur à pas discret. Le modèle ainsi développé permet d'obtenir les résultats de 24h en environ 35 minutes. Le même essai réalisé sur la plateforme aurait été obtenu en 24 minutes, sans compter le temps d'initialisation de l'essai.

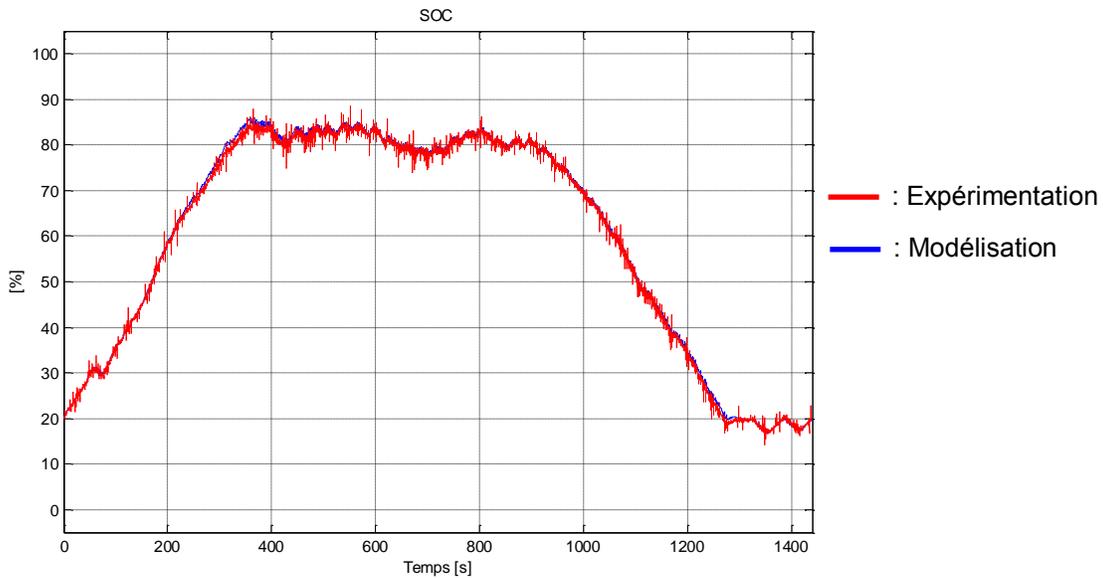
Les comparaisons en termes de puissance, SOC et tension du bus CC montrent une très bonne corrélation entre les résultats du modèle moyen de l'IFTEH à l'échelle de la plateforme et les résultats expérimentaux (Figure 4.9 à Figure 4.12). Pour cette raison, les séries d'essais effectuées par la suite, sont réalisées sur le modèle de la plateforme. L'analyse des résultats obtenus permettra de conclure sur la robustesse de la stratégie de supervision énergétique de l'IFTEH.



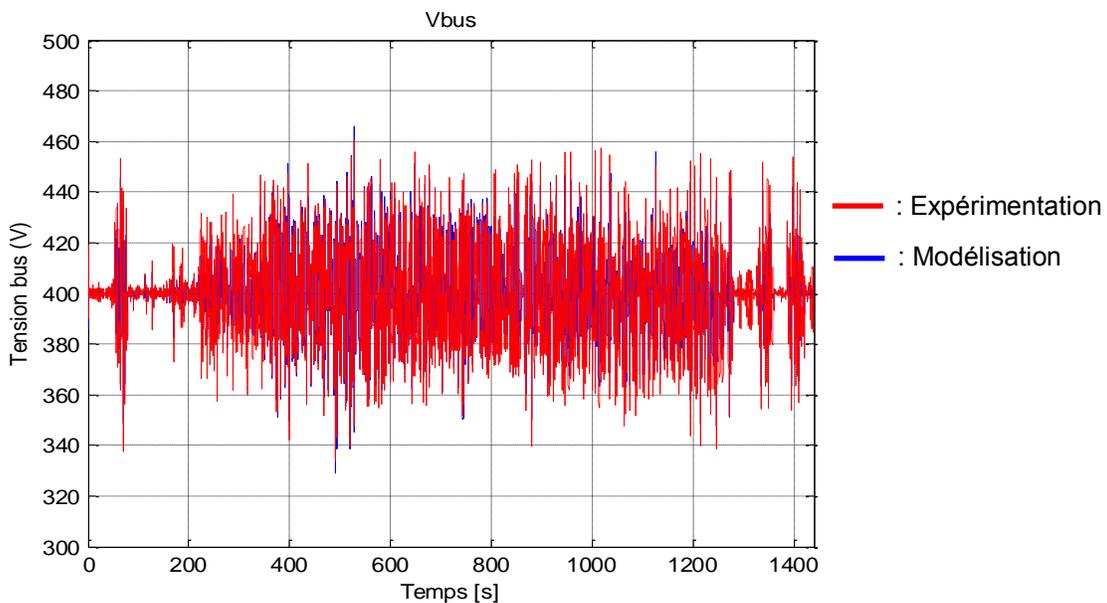
*Figure 4.9 Comparaison des puissances issues de l'expérimentation et du modèle*



*Figure 4.10 Zoom sur les puissances*



*Figure 4.11 Evolution du SOC*



*Figure 4.12 Tension du bus CC*

#### **4.4 Analyse des résultats expérimentaux par les indicateurs de comparaison**

Des indicateurs économiques et énergétiques sont considérés afin d'évaluer le comportement de l'IFTEH pour une série d'essais lors de la phase expérimentale. Les indicateurs utilisés pour analyser les résultats de simulation de la supervision énergétique d'IFTEH (modèle en flux de puissance, cf. chapitre 3), étaient calculés à partir de références de puissance. Au niveau de la plateforme expérimentale, ces indicateurs seront calculés à partir de mesures des différentes grandeurs électriques (modèle moyen). De plus, quelques indicateurs additionnels permettent d'analyser la sensibilité de la supervision énergétique lors de la variation de certains paramètres.

#### 4.4.1 Evaluation des indicateurs à l'échelle de la plateforme

Pour les indicateurs économiques l'option tarifaire HTB 1 – MU du tarif TURPE 4 au 01/01/2014 [RTE-12] a été considérée. Le choix de la puissance souscrite ( $P_{souscrite}$ ) et de la puissance d'achat ( $P_{achat}$ ) est issu de la gestion long terme (GLT).

Les essais étant conduits sur une journée de 24 h, il est important de se fixer une période et un jour de l'année pour la tarification. Pour cela, un jour ouvrable pris entre début décembre et fin février a été considéré, car c'est sur cette période que les coûts sont les plus importants (heures de pointe : 4/24h, pleines : 12/24h et creuses : 8/24h).

Il est également important de noter que pour être représentatif du système réel et donc des coûts réels engendrés, les puissances mesurées ont fait l'objet d'une remise à l'échelle : plateforme vers le système réel.

##### 4.4.1.1 Evaluation de la CMDPS

La CMDPS, conforme au TURPE 4 HTB 1 – MU, s'évalue selon l'équation (4.3), avec :

- $\alpha = 60,42$  c€/kW ;
- $k_i = 1$ , pour les heures de pointe ;
- $k_i = 0,94$ , pour les heures pleines ;
- $k_i = 0,67$ , pour les heures creuses.

$$CMDPS = \sum \alpha \cdot k_i \cdot \sum \Delta P, \text{ avec } \Delta P = \sqrt{\sum [(P_{RTE_{10mn}} - P_{souscrite})_{positif}]^2} \quad (4.3)$$

Dans ce cas, la CMDPS est évaluée à l'issue d'une unique journée, dont le montant initial était nul. A journée équivalente successive, l'évolution du montant n'est pas proportionnel au nombre des jours écoulés, la fonction étant non-linéaire.

##### 4.4.1.2 Evaluation du coût de déséquilibre

Comme présenté dans le chapitre précédent (cf. chapitre 3), le coût de déséquilibre est lié aux coûts de règlement des écarts entre la puissance achetée et la puissance réellement consommée [CRE-12]. Les coûts de déséquilibre sont réévalués toutes les 10 minutes car le profil  $P_{achat}$  est actualisé et défini toutes les 10 minutes :

$$Cout_{deseq\_pos} = \sum cout\_ecart_{pos} \cdot (P_{RTE_{10mn}} - P_{achat})_{positif} \cdot \frac{10mn}{60mn} \quad (4.4)$$

$$Cout_{deseq\_neg} = \sum cout\_ecart_{neg} \cdot (P_{RTE_{10mn}} - P_{achat})_{negatif} \cdot \frac{10mn}{60mn} \quad (4.5)$$

$$Cout_{deseq\_eco} = Cout_{deseq\_pos} + Cout_{deseq\_neg} \quad (4.6)$$

Les coûts des écarts positifs et négatifs dépendent du moment de la journée et sont actualisés toutes les 30 minutes. Ainsi, on peut avoir [RTE-12]:

- $2,70 < cout\_ecart_{pos} < 6,99$  (c€/kWh) ;
- $1,41 < cout\_ecart_{neg} < 4,85$  (c€/kWh).

#### 4.4.1.3 Evaluation du coût de l'énergie consommée

Le coût de l'énergie consommée [RTE-12], apparaît comme un indicateur plus représentatif pour l'analyse des résultats expérimentaux. En effet, ce coût est défini en fonction de la puissance appelée et consommée au réseau, ainsi que du moment de la journée.

Elle est calculée comme suit :

$$Conso = \sum d_i \cdot \langle P_{RTE\_10mn} \rangle_{positif} \cdot \frac{10mn}{60mn} \quad (4.7)$$

Exprimé en euros, ce coût est réévalué toutes les 10 minutes. Dans ce cas d'étude, on considère [MOU-14] :

- $d_i = 1,25$  c€/kWh pour les heures de pointe ;
- $d_i = 1,08$  c€/kWh pour les heures pleines ;
- $d_i = 0,78$  c€/kWh pour les heures creuses.

#### 4.4.1.4 Evaluation de l'apport d'EnR au sein de l'IFTEH

Deux types d'indicateurs ont été choisis pour quantifier l'apport d'EnR au niveau du modèle de validation expérimental : indicateurs d'autoconsommation et indicateurs d'autoproduction.

D'une part, on définit l'autoconsommation comme la part d'EnR produite et consommée localement. En effet, l'EnR produite peut se répartir et être consommée localement par les différents systèmes de l'IFTEH. On peut ainsi définir :

- un taux d'autoconsommation des EnR vis-à-vis de la charge (trains) ;
- un taux d'autoconsommation des EnR vis-à-vis de l'énergie envoyée vers le stockage (énergie stockée et pertes du système CC/CC etc.) ;
- un taux d'autoconsommation des EnR vis-à-vis de l'énergie renvoyée au réseau RTE.

La somme des trois taux précédemment définis ne sera pas exactement de 100%, puisqu'une faible partie de l'EnR produite sert à couvrir les pertes de l'IFTEH (transformateurs, convertisseurs, filtres etc.).

D'autre part, on définit l'autoproduction comme la part d'EnR qui a participé à l'alimentation d'un équipement. De même, pour ce cas on peut désigner :

- un taux d'autoproduction de la charge (trains) par les EnR ;
- un taux d'autoproduction du stockage ou la part d'EnR ayant été envoyée au stockage (énergie stockée et pertes du système CC/CC etc.);
- un taux d'autoproduction de RTE ou la part d'énergie issue directement des EnR et renvoyée au réseau.

*Exemple:* On considère une installation qui comporte une charge de 15MWh, une production EnR de 5 MWh et un point de raccordement au réseau distributeur. Dans ces conditions, selon les définitions des indicateurs prédéfinis, on fait les constats suivants :

- le taux d'autoconsommation d'EnR vis-à-vis de la charge est de 100%, car les 5 MWh sont totalement consommés par la charge de 15 MWh ;

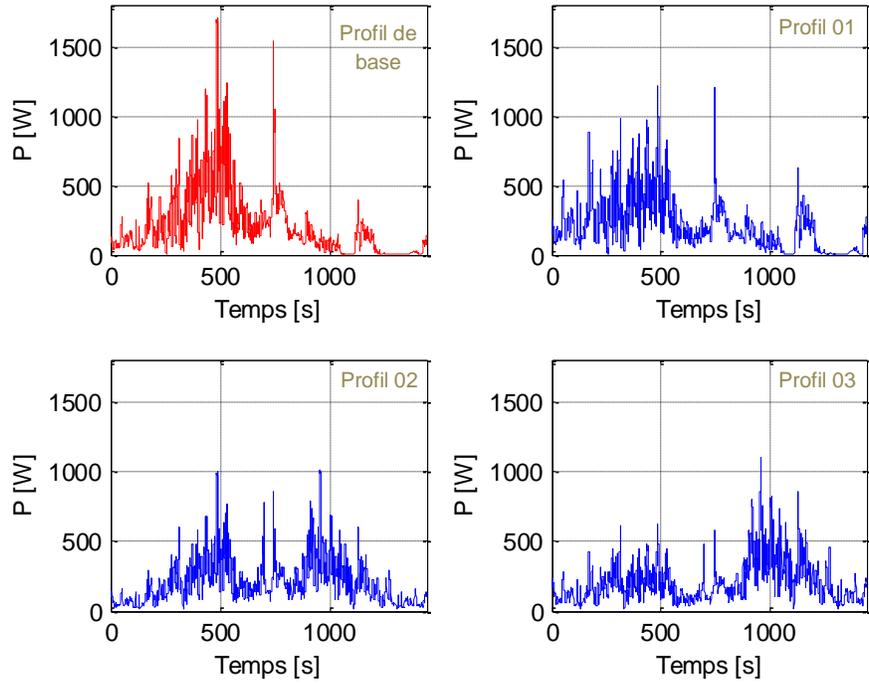
- le taux d'autoproduction de la charge par l'EnR est de 5/15, soit 33,3% ; les 66,6% manquant sont puisés dans ce cas au réseau distributeur.

#### 4.4.2 Scénarios de comparaison et essais conduits

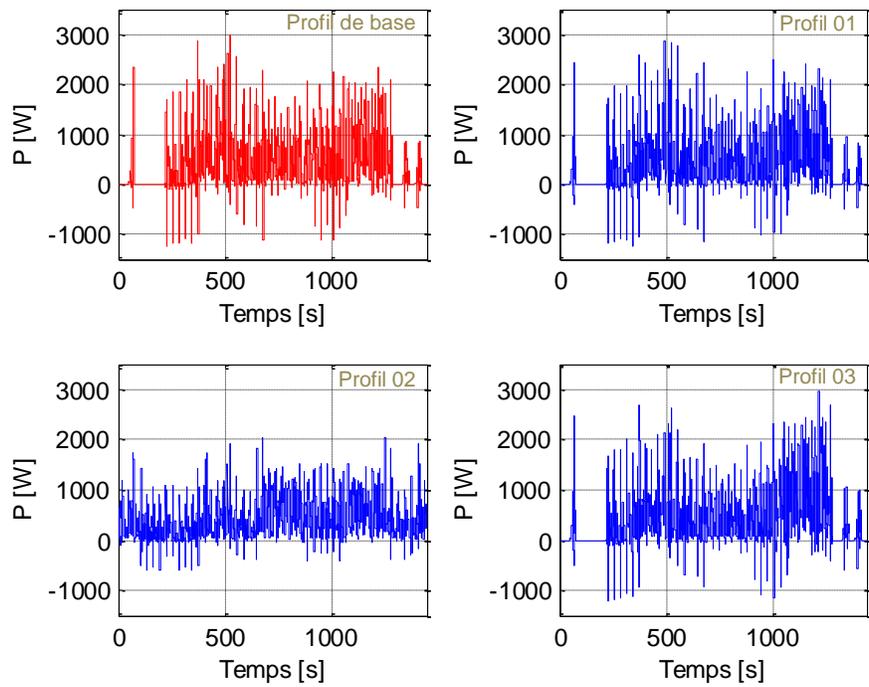
Un grand nombre d'essais a été conduit afin de n'engendrer qu'un seul changement à la fois (changement de l'apport énergétique ou de la forme du profil d'entrée). Cela a permis de faciliter la comparaison des différents scénarios de supervision énergétique d'IFTEH. L'ensemble des essais a été réalisé avec la prise en compte de la gestion long terme du stockage (mise à l'échelle de la plateforme).

Les profils de base à 100%, représentent les profils initiaux, ceux pour lesquels le système est parfaitement connu et maîtrisé : profil de charge, profils EnR, disponibilité du stockage etc. Ainsi, les scénarios de comparaison proposés sont :

- cas d'IFTE : un essai sans apport d'EnR et sans référence envoyée au stockage ;
- variations des profils d'EnR (24 essais réalisés) :
  - à partir du profil de base à 100%, on définit trois différentes formes des profils à apport énergétique équivalent (Figure 4.13);
  - à partir du profil de référence, on joue sur l'apport énergétique : 20%, 40%, 60%, 80%, 100% et 120% du profil initial ;
- variations sur le profil de charge (40 essais réalisés):
  - à partir du profil de base, on a défini trois différentes formes de profils à énergie moyenne équivalente (Figure 4.14);
  - à partir du profil de référence, on joue sur l'énergie moyenne avec : 20%, 40%, 60%, 80% et 100% du profil de référence ;
  - à partir du profil de base, on impose un retard de 1 à 20 minutes (test par pas de 1 minute), sachant que l'énergie du profil reste inchangée de 1 à 17 minutes ;
- variations de l'état de charge du système de stockage :
  - initialisation du SOC (0%, 20%, 40%, 60%, 80% et 100%) à 0h puis à 8h, juste avant le pic de charge (12 essais);
- variations sur la dynamique du stockage (boucle de courant, système du 1<sup>er</sup> ordre) :
  - les références envoyées au stockage peuvent changer toutes les 166, 67 ms ( $T_{cpt}$ ) sur le banc (10s à l'échelle réelle) ; ainsi, on peut atteindre 95% de la référence en :  $9/1000 \cdot T_{cpt}$  (maximum du système),  $1/4 \cdot T_{cpt}$ ,  $1/2 \cdot T_{cpt}$ ,  $3/4 \cdot T_{cpt}$  (4 essais) ;
  - les profils utilisés pour émuler les EnR et la charge sont donnés avec des évolutions de 1s ( $T_{ref}$ ) à l'échelle de la plateforme (1 min à l'échelle réelle) ; ainsi, on a réalisé un essai où les 95% de la référence sont atteints à  $1/2 \cdot T_{ref}$  (1 essai).



**Figure 4.13** Profils EnR de base (rouge) et énergétiquement équivalent (bleu)



**Figure 4.14** Profils de charge de base (rouge) et énergétiquement équivalent (bleu)

#### 4.4.2.1 Cas d'IFTE – essai sans apport d'EnR et du stockage

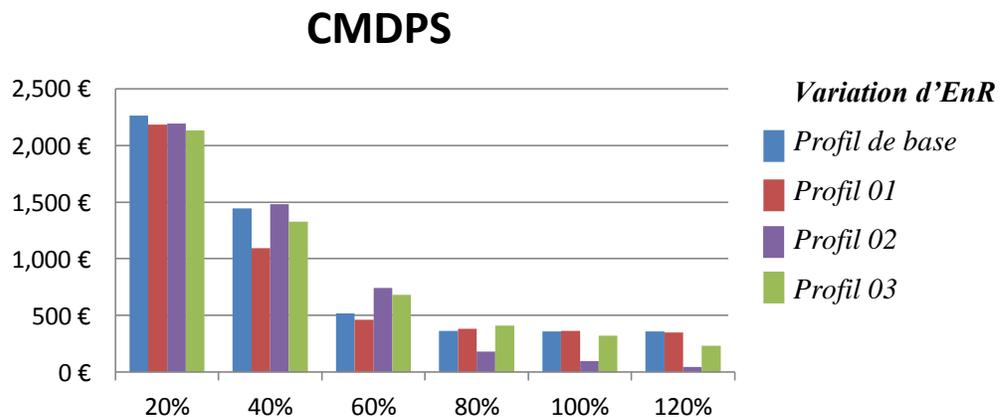
On peut considérer l'essai effectué sans prendre en compte l'apport d'EnR et du stockage dans la sous-station comme le cas d'IFTE (bien que la variation de la charge ne soit pas prise en compte). Néanmoins, cela permettra de comparer les résultats obtenus lors de l'intégration et la gestion de la production locale au sein de l'IFTEH.

<i>Indicateurs économiques</i>	<i>Unité (€)</i>
CMDPS	3 521,95 €
Coût déséquilibre	1 088,44
Coût de l'énergie fournie par RTE	365,72
<i>Indicateurs énergétiques</i>	<i>Unité (%)</i>
Taux d'autoconsommation d'EnR par charge	-
Taux d'autoconsommation d'EnR par SC	-
Taux d'autoconsommation d'EnR par RTE	-
Taux d'autoproduction d'EnR par charge	-
Taux d'autoproduction d'EnR par SC	-
Taux d'autoproduction d'EnR par RTE	-

*Tableau 4.1 Résultats de l'essai sans apport d'EnR et de stockage*

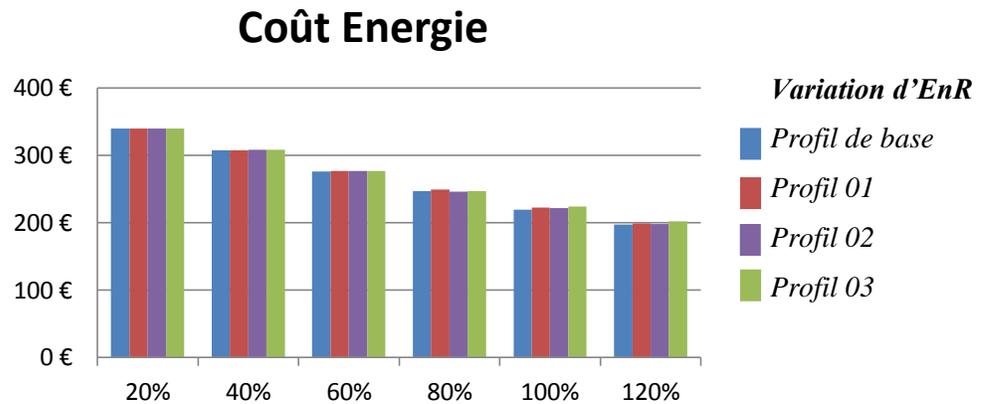
#### 4.4.2.2 Variations sur les profils d'EnR

Lors des essais effectués en modifiant la forme des profils ou l'apport énergétique d'EnR, trois indicateurs sont retenus comme plus représentatifs pour l'analyse de sensibilité : la CMDPS, le coût de déséquilibre et le taux d'état charge à la fin du cycle (SOC final).

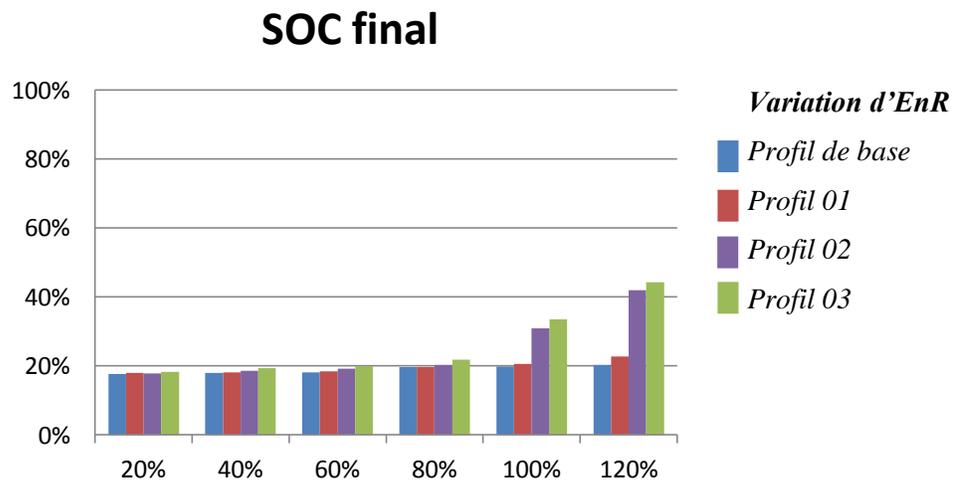


*Figure 4.15 Influence de la variation d'EnR sur la CMDPS*

Pour la CMDPS, on peut constater que plus il y a d'apport d'EnR, plus la CMDPS diminue. En même temps, on peut noter que la forme du profil d'EnR a aussi une incidence sur cet indicateur (Figure 4.15).



**Figure 4.16 Influence de la variation d'EnR sur le coût de l'énergie**



**Figure 4.17 Influence de la variation d'EnR sur le SOC final**

Pour le coût de l'énergie, on observe que l'apport d'ENR entraîne une diminution quasi linéaire de celui-ci (Figure 4.16). De plus, il y a une bonne indépendance vis-à-vis de la forme du profil d'ENR. Favorisant l'autoproduction de la charge par les ENR, cela est parfaitement cohérent.

La disponibilité du stockage est conservée globalement (Figure 4.17), mais le niveau dépend de l'apport et de la forme du profil d'ENR.

#### 4.4.2.3 Variations sur la charge

Les indicateurs trouvés comme plus représentatifs lors de la variation du profil de charge, sont : le coût de l'énergie, le taux d'autoconsommation d'EnR par la charge et le SOC final.

Le coût de l'énergie apparaît comme relativement indépendant de la forme du profil de la charge. On peut constater qu'il ne croît pas linéairement avec la charge (Figure 4.18). Cela peut s'expliquer par le fait qu'il faille charger le stockage différemment selon la charge afin de toujours garantir sa disponibilité. Du point de vue énergétique on peut remarquer que plus il y a de consommation de charge, plus l'EnR sera consommée localement par la charge (Figure 4.19).

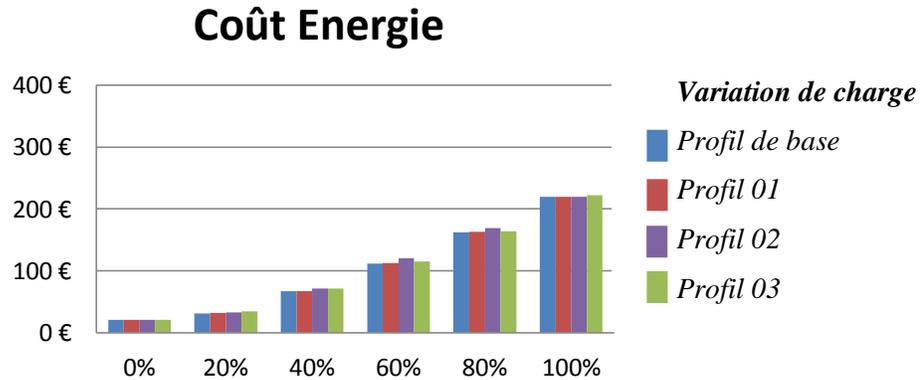


Figure 4.18 Influence de la variation du profil de charge sur le coût de l'énergie

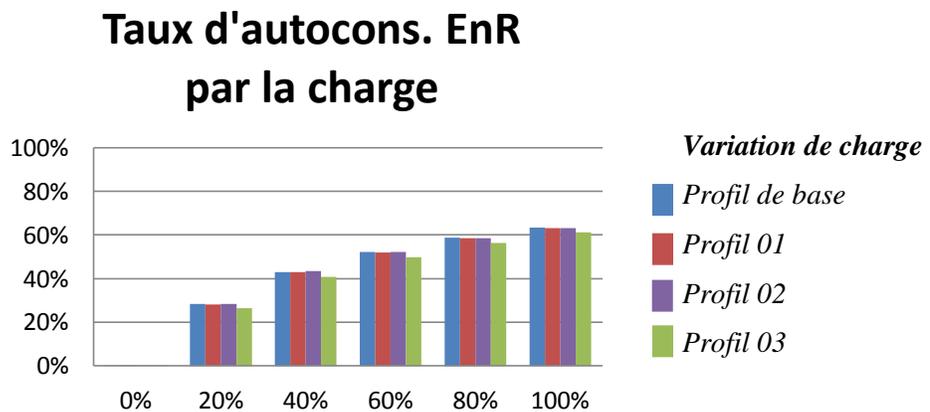


Figure 4.19 Influence de la variation du profil de charge sur le taux d'autoconsommation d'EnR

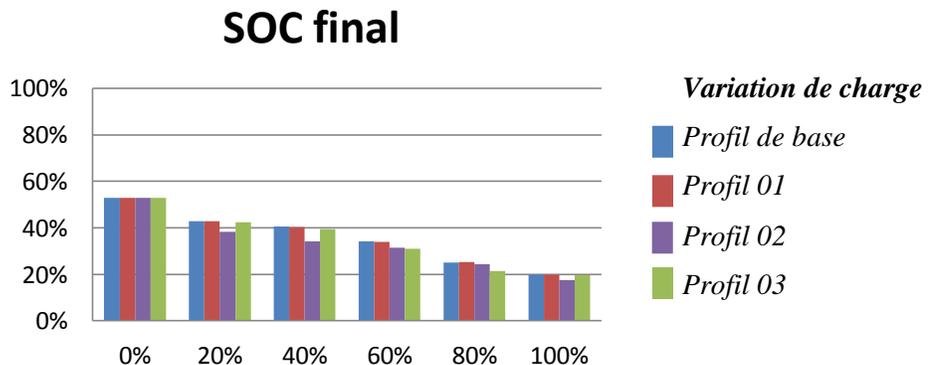
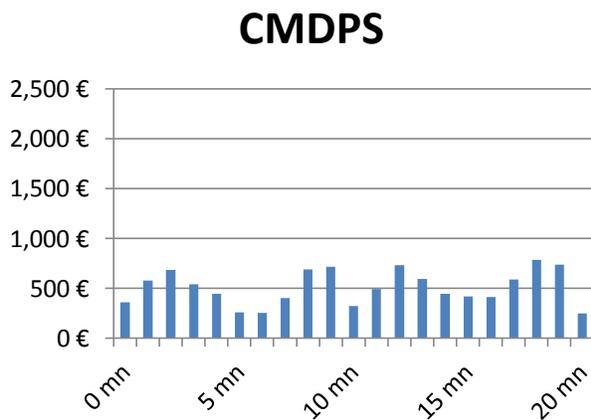


Figure 4.20 Influence de la variation du profil de charge sur le SOC final

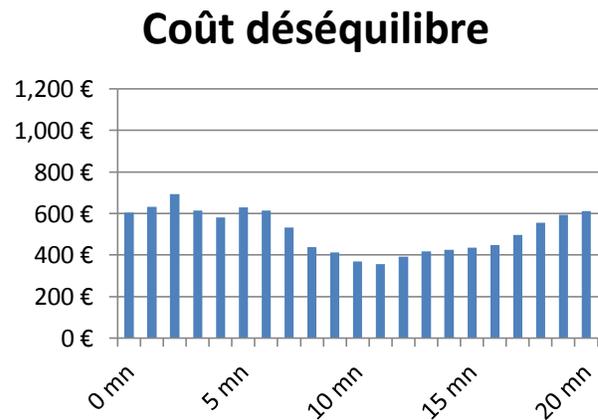
Néanmoins on peut noter dans la Figure 4.20, que plus la charge est importante, moins le stockage sera rechargé, bien que la disponibilité du stockage soit toujours conservée.

Trois autres indicateurs économiques (CMDPS, le coût de déséquilibre et le coût de l'énergie) présente des conclusions intéressantes par rapport à l'introduction des retards sur le profil de charge (de 1 à 20 minutes). Ainsi, on constate que la CMDPS est très sensible aux retards (Figure 4.21). Cette sensibilité aux retards apparaît aussi sur le coût de déséquilibre (Figure 4.22).

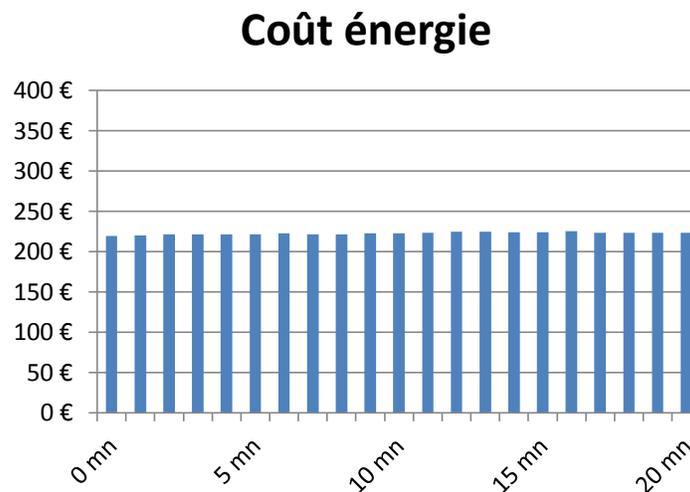
Puisque les retards sont relativement limités, l'incidence sur le coût d'achat de l'énergie est quasi inexistante (Figure 4.23). Des retards plus conséquents pourraient engendrer une élévation des coûts non négligeable de par la présence des plages tarifaires (heures de pointe, heures pleines, heures creuses).



*Figure 4.21 Influence des retards du profil de charge sur la CMDPS*



*Figure 4.22 Influence des retards du profil de charge sur le coût de déséquilibre*



*Figure 4.23 Influence des retards du profil de charge sur le coût de l'énergie*

Pour ces essais, le dimensionnement du stockage et de l'EnR a été fixé au début de l'étude. Ce dimensionnement en puissance ne peut pas être adapté pour faire face aux retards entraînant un décalage de la charge et de ses pics. Cela peut expliquer l'incidence sur le coût de déséquilibre et sur la CMDPS. Le dimensionnement énergétique du stockage ne semble pas quant à lui poser de problèmes pour répondre aux objectifs de la gestion énergétique.

#### 4.4.2.4 Variations de l'état de charge du stockage

Les mêmes indicateurs économiques (CMDPS, le coût de l'énergie et le coût de déséquilibre), comme dans le cas précédent, permettent d'analyser la sensibilité du système vis-à-vis de la variation de l'état de charge initial du stockage (SOC).

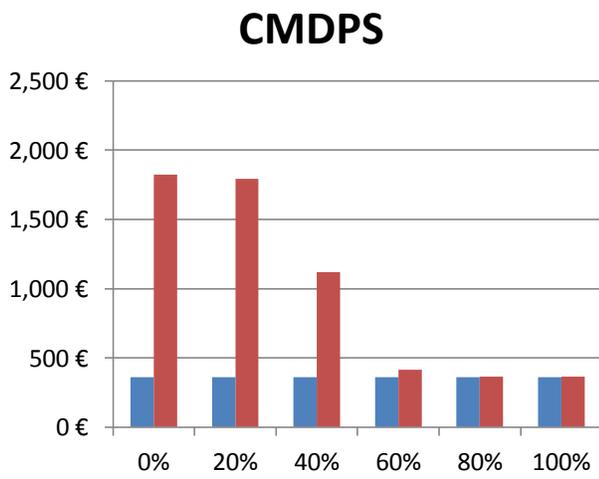


Figure 4.24 Influence de la variation du SOC sur la CMDPS

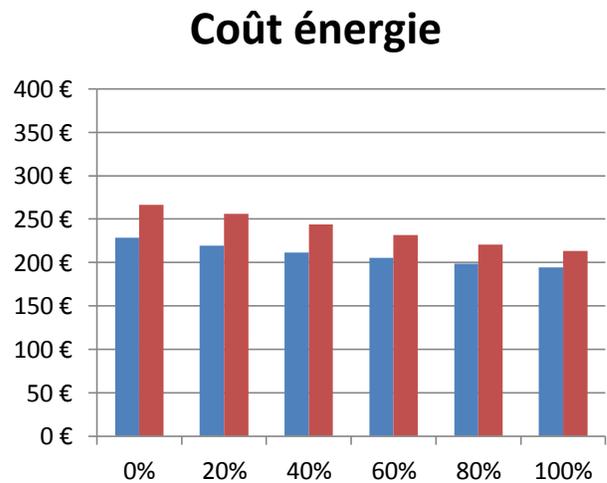


Figure 4.25 Influence de la variation du SOC sur le coût de l'énergie

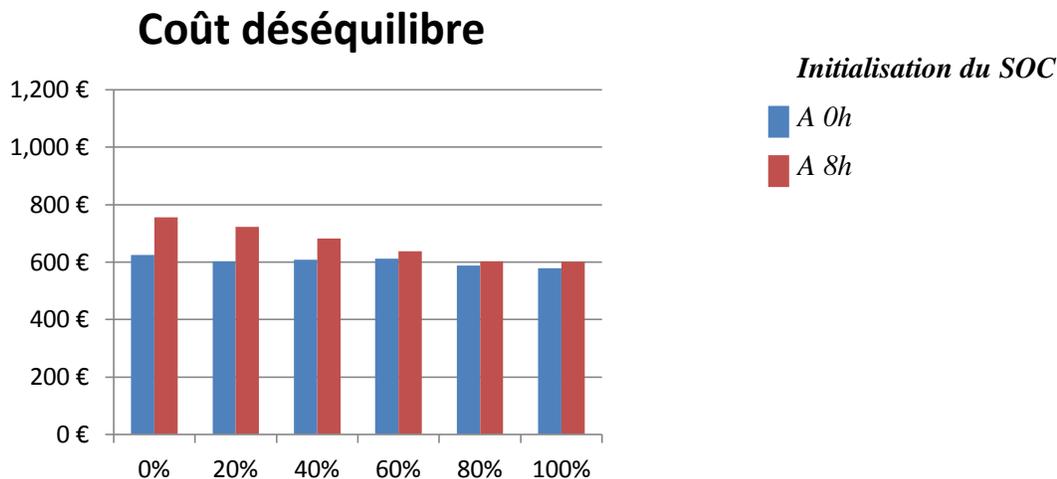


Figure 4.26 Influence de la variation du SOC sur le coût de déséquilibre

Lorsque l'état de charge est fixé à 0h (histogramme bleu, Figure 4.24), le SOC a le temps de se charger avant le pic de charge de 8h pour atteindre environ 80%. Ceci explique pourquoi la CMDPS est toujours relativement constante quel que soit le niveau du SOC à 0h. Lorsque l'état de charge est fixé à 8h (histogramme rouge, Figure 4.24), on constate une réelle fracture pour un SOC initial supérieur à 60%, niveau qui permet de minimiser les CMDPS. Ceci montre aussi la cohérence avec l'analyse de l'histogramme bleu.

Le coût de l'énergie décroît légèrement dans les deux cas avec la croissance du niveau du stockage initial. Ceci semble logique car plus le stockage a été chargé préalablement, moins il aura besoin d'être rechargé par la suite notamment par les ENR et le réseau, le coût de l'énergie étant lié à ce dernier (Figure 4.25).

L'évolution du coût de déséquilibre est similaire à l'évolution du coût d'achat de l'énergie vis-à-vis de l'état de charge du stockeur (Figure 4.26).

#### 4.4.2.5 Variations sur la dynamique du système de stockage

Lors des variations sur la dynamique du système de stockage, la CMDPS et les taux d'autoconsommation d'ENR par le stockage et par RTE permettent de faire quelques constats.

Du point de vue économique, on peut noter dans la Figure 4.27, que la dynamique du stockage peut avoir une incidence sur les CMDPS.

Même si cela ne semble visible que pour le dernier test ( $1/2 T_{ref}$ ), plus la dynamique du stockage est lente, moins il est facile d'envoyer d'ENR au stockage ce qui se traduit par une dégradation du taux d'autoconsommation d'ENR par le stockage (Figure 4.28).

L'énergie issue des ENR qui n'a pu être envoyée au stockage est alors envoyée au réseau RTE. C'est ce qui explique l'augmentation du taux d'autoconsommation ENR par RTE lors du dernier test ( $1/2 T_{ref}$ ) de la Figure 4.29.

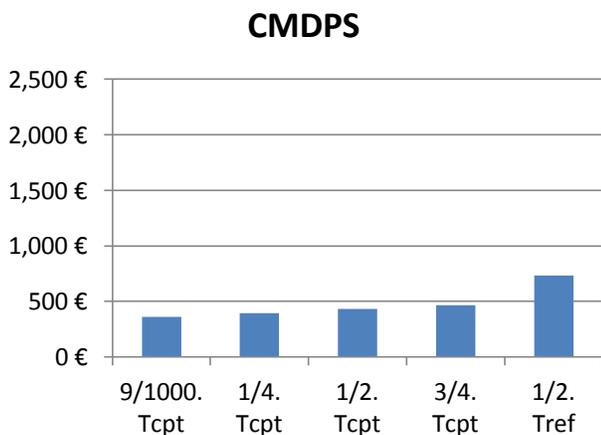


Figure 4.27 Influence de la dynamique du stockage sur la CMDPS

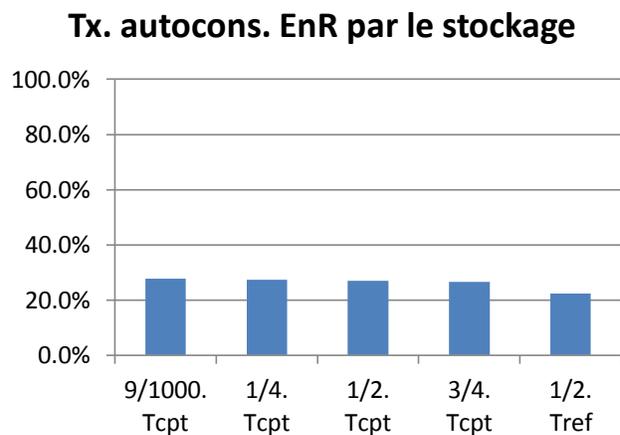
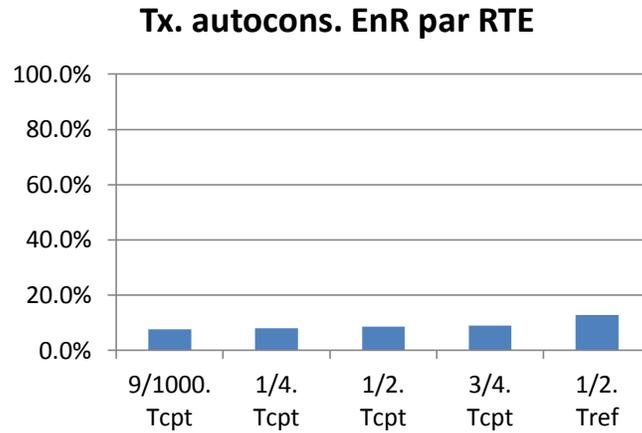


Figure 4.28 Influence de la dynamique du stockage sur le taux d'autocons. d'ENR par le stockage



*Figure 4.29 Influence de la dynamique du stockage sur le taux d'autocons. d'EnR par RTE*

#### 4.5 Conclusion

Dans ce chapitre, la validation expérimentale à l'échelle réduite, du comportement attendu d'une IFTE hybride a été mise en œuvre. Cela a permis d'implanter et de tester la stratégie de supervision énergétique multi-objectifs de l'IFTEH, développé dans le troisième chapitre de la thèse.

Un modèle fidèle de simulation de la plateforme a été construit sous Matlab/Simulink. La bonne corrélation entre les résultats du modèle moyen et les résultats expérimentaux, a permis de réaliser un grand nombre d'essais, dans un temps raisonnable, sur ce modèle. La réalisation de ces essais a permis de :

- vérifier que le superviseur de gestion énergétique répond à ses objectifs ;
- analyser les conséquences de la variabilité ou de l'incertitude sur certaines données d'entrée (profils de charge ou EnR, retard, niveau de stockage initial, etc.).

## Conclusion générale

Les travaux réalisés pendant cette thèse ont été menés dans le but d'étudier la possibilité d'intégration des moyens de production renouvelable et de stockage d'énergie dans les Installations Fixes de Traction Electrique Ferroviaire (IFTE). Pour cela, nous avons proposé deux architectures génériques permettant d'associer un système multi-sources au sein d'une IFTE. A l'issue de ce mémoire, nous souhaitons mettre en évidence les principales contributions amenées par ces recherches à l'étude de dimensionnement et de la gestion énergétique optimale d'une IFTE hybride (IFTEH).

Le premier chapitre introduit la problématique d'insertion des moyens de production décentralisée et des systèmes de stockage d'énergie dans les installations fixes de traction électrique ferroviaire. Après avoir exposé les principales caractéristiques technico-économiques des deux types d'alimentation électrique du réseau ferroviaire, nous avons constaté que l'hybridation de ce système ne peut se réaliser que dans le cadre d'une approche systémique. Afin de contribuer à la maîtrise de la consommation énergétique du réseau ferroviaire par son hybridation, nous avons identifié les potentiels acteurs autour de la sous-station et les éventuels services que pourraient être valorisés par l'insertion du stockage d'énergie. Les travaux orientés vers l'intégration des systèmes de stockage ou de production renouvelable dans les applications ferroviaires, montrent que l'hybridation en stationnaire ne peut pas être traitée qu'en s'imaginant une approche du type smartgrid à l'échelle ferroviaire. Ainsi nous avons défini des concepts d'étude afin de positionner les futures sous-stations hybrides à l'échelle d'un futur smartgrid ferroviaire.

Dans le deuxième chapitre, la problématique de conception optimale d'IFTEH a été traitée à deux niveaux. Dans un premier temps, une série d'architectures possibles pour l'interconnexion des unités de production et de stockage au sein de la sous-station ferroviaire a été identifiée. Deux architectures génériques spécifiques au réseau 1500V CC et au réseau 25kV/ 50HZ ont été comparées, suivant les deux visions d'interconnexion : la vision sous-station et la vision réseau. Après une analyse des problématiques liées au dimensionnement optimal des systèmes hybrides de puissance, dans un deuxième temps, une approche d'optimisation a été proposée pour le pré-dimensionnement de l'IFTEH. Cette méthodologie vise à traiter de manière globale les besoins énergétiques et économiques de l'IFTEH, tout en fixant un cadre de contraintes techniques pour le dimensionnement de l'installation. Un modèle en flux de puissance quasi-statique a été implémenté sous Matlab et Matlab/Simulink pour cette phase de pré-dimensionnement. La méthodologie basée sur un processus d'optimisation itératif, a été appliquée sur le cas d'étude de la sous-station de Drancy-Mitry (RER B). Plusieurs scénarios d'optimisation ont été comparés. L'analyse des résultats a permis de constater que l'insertion du stockage et des sources renouvelables dans une sous-station ferroviaire est intéressante seulement dans le cas d'un prix très faible de ces technologies, ou bien dans le cas d'un prix très élevé de l'énergie achetée au réseau. Les résultats d'optimisation sont limités à une journée type, et cela avec un temps de calcul d'optimisation important. Cela est dû au nombre des variables temporelles correspondant au plan de charge/décharge du système de stockage (dans le cas du modèle implémenté sous Matlab/Simulink).

Dans le troisième chapitre, une stratégie de gestion énergétique par logique floue a été développée, à partir d'un cahier des charges spécifique, pour coordonner systématiquement les sources renouvelables et le stockage d'énergie au sein de l'IFTEH. Des objectifs tels que la limitation des dépassements de puissance souscrite tout en favorisant la consommation locale d'énergie renouvelable ont été considérés par le biais des paramètres de supervision défini de façon empirique (basés sur l'expertise du système), suivant une méthodologie développée au sein de l'équipe Réseaux du L2EP. Une approche multi-critères intégrant des contraintes énergétiques, économiques et environnementales a été implémentée à différents horizons temporels dans l'outil de conception et de gestion optimale de l'IFTEH.

A partir de modèles en flux de puissance de l'IFTEH, trois scénarios ont été évalués à travers des simulations et des indicateurs de performance représentatifs des gains du système. Ces scénarios concernent la gestion énergétique long terme (GLTS), la gestion énergétique court terme et l'ajustement de la puissance prévisionnelle du stockage. Les résultats de simulation ont montré que le cas d'ajustement est plus adapté pour la gestion énergétique d'IFTEH, permettant de réduire les pénalités de la facture énergétique. Pour ce cas, l'optimisation des paramètres du superviseur court terme a été proposée. La méthodologie d'optimisation développée utilise d'abord le plan d'expérience afin de réduire le nombre de variables et le temps nécessaire à une optimisation. L'AG est ensuite utilisé avec le modèle Simulink dans la plateforme d'optimisation Sophemis. L'optimisation a apporté des réductions des coûts allant de 6% à 30% selon le nombre des variables et l'objectif considéré. On note que, l'optimisation a apporté des gains plus significatifs sur les objectifs pour lesquels le point initial n'était pas déterminé par une approche empirique. Si la comparaison des valeurs de la fonction objectif des solutions optimale et empirique a mis en évidence une légère amélioration de la fonction objectif, les résultats de la simulation ne montrent que de faibles changements dans le comportement du système.

Afin d'étudier la robustesse de la supervision énergétique d'IFTEH, une validation expérimentale de la méthodologie de gestion a fait l'objet du quatrième chapitre de la thèse. La validation expérimentale du comportement attendu d'une IFTE hybride a été mise en œuvre à l'échelle de puissance de la plateforme du laboratoire, à partir des données de consommation de la sous-station Brétigny-Dourdan (RER C). Un modèle fidèle de simulation de la plateforme a été construit sous Matlab/Simulink. La bonne corrélation entre les résultats du modèle moyen et les résultats expérimentaux, a permis de réaliser un grand nombre d'essais, dans un temps raisonnable, sur ce modèle. La réalisation de ces essais a permis de vérifier que le superviseur de gestion énergétique répond à ses objectifs. A l'issue de ces essais, nous avons analysé les conséquences de la variabilité ou de l'incertitude sur certaines données d'entrée comme les profils de charge ou de production renouvelable, les éventuels retards, le niveau de stockage initial, etc.

Plusieurs travaux demeurent nécessaires au-delà de cette thèse. Citons par exemple l'application de la méthodologie de supervision énergétique sur un cas d'étude dont on dispose des données d'entrée à l'année. En effet, à cause de l'imprévisibilité des énergies renouvelables, un pré-dimensionnement sur un mois et/ou idéalement sur l'année serait nécessaire. Une extension de la fenêtre temporelle à une année, avec une discrétisation à l'heure ou à 10 minutes, est possible en linéaire ou en non-linéaire sur 32 journées type, avec une approche multi-niveaux. Ces approches d'optimisation ont commencé à être traitées dans les autres tâches du projet CONIFER ([BRI-14], [MOU-14]). Bien que nous ayons traité la problématique de supervision énergétique sur une semaine, l'influence du pré-dimensionnement à l'année n'est pas analysée dans ces travaux.

On note que, l'utilisation de plusieurs technologies de stockage peut être envisagée afin de répondre correctement aux besoins en énergie et en puissance du profil de consommation des trains.

A partir d'une architecture d'IFTEH, il serait intéressant de réaliser la modélisation énergétique et dynamique en vue d'une gestion énergétique du futur réseau électrique ferroviaire. Ces aspects sont traités dans la thèse d'Olivier BOSSI, dans le cadre de la tâche 4 du projet CONIFER [CON-10].

La validation expérimentale de la gestion énergétique d'IFTEH est réalisée en « condensant » le temps, ce qui n'était pas un problème pour étudier l'aspect énergétique. Néanmoins, afin de prendre en compte et analyser tous les phénomènes transitoires, il faudrait travailler à l'échelle temporelle réelle et adopter un système de stockage adéquat d'un point de vue énergétique. Un deuxième point concernant les essais expérimentaux est lié aux mesures et transmissions d'informations entre les différents systèmes. Cela est important à mettre au point avant de passer en phase d'industrialisation.

Enfin, pour donner une dimension plus réaliste aux travaux menés dans le cadre du projet CONIFER et pour mieux contribuer aux objectifs de développement durable, la perspective d'évolution vers un démonstrateur est envisagé dans le cadre des futurs projets de la SNCF Innovation & Recherche.

## Références bibliographiques

- [ABB-11] D. Abbes, A. Martinez, G. Champenois, J.P. Gaubert, « Multi-objective design optimization of a hybrid PV-wind-battery system », ELECTRIMACS, Cergy-Pontoise, France, 2011.
- [ABE-12] S. Abedi, A. Alimardani, G.B. Gharehpetian, G.H. Riahy, S.H. Hosseini, « A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid RES-based autonomous energy systems », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 16, pp. 1577-1587, 2012.
- [AEB-10] M. Aeberhard, C. Courtois, P.Ladoux, « Railway Traction Power Supply from the state of the art to future trends », International Symposium on Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), 2010.
- [AGB-12] K. S Agbli et al., « Etat de l'art des méthodes de gestion énergétique de systèmes multi sources », Livrable (document technique) SNCF, 2012.
- [AGE-09] E. Agenjos, A. Gabaldón, F. G. Franco, R. Molina, « Energy efficiency in railways: energy storage and electric generation in diesel electric locomotives », 20th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Prague, 2009.
- [AKL-08] C.R. Akli, « Conception systémique d'une locomotive hybride autonome. Application à la locomotive hybride de démonstration et d'investigations en énergétique LHyDIE développée par la SNCF », thèse de doctorat, l'Institut National Polytechnique Toulouse, 2008.
- [AKL-09] C. R. Akli, B. Sareni, X. Roboam, A. Jeunesse, « Integrated optimal design of a hybrid locomotive with multiobjective genetic algorithms », International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics, vol. 30 (n° 3-4), pp. 151-162, 2009.
- [AND-11] R. Andriamalala, B. François, « L2.2 Consolidation des connaissances et définitions des concepts », rapport interne au projet CONIFER, L2EP, Lille, 2011.
- [ASH-07] S. Ashok, « Optimised model for community-based hybrid energy system », Renewable Energy, vol. 32, pp. 1155 – 1164, 2007.
- [BEN-11] T. Benhabiles, G. Vrignaud, « L2.1 Spécification du système et des besoins : système de traction électrique ferroviaire et son environnement », rapport interne au projet CONIFER, SNCF, Paris, 2011.
- [BEN-11a] T. Benhabiles, G. Vrignaud, « L2.3 Rapport de spécification des scénarii d'application choisis », rapport interne au projet CONIFER, SNCF, Paris, 2011.
- [BOI-11] J-R Boizumeau, P. Leguay, E. Navarro, « Braking energy recovery at Rennes metro », T2K (Ticket to Kyoto) annual conference, Bielefeld, Mai, 2011.

- [BOS-12] O. Bossi, N. Retiere, L. Gerbaud, J. Pouget, « Railway electrification supply optimal design based on life cycle cost evaluation method », 12<sup>th</sup> International Workshop on optimization and inverse problems in electromagnetism (OIPE), Gent, Belgium, 19 – 21 September, 2012.
- [BOU-12] A. Bouscayrol, P. Delarue, X. Guillaud, W. Lhomme, B. Lemaire-Semail, « Simulation of a wind energy conversion system using energetic macroscopic representation », EPE-PEMC, Novi Sad, Serbia, 9-2012.
- [BRI-07] S. Brisset, « Démarches et Outils pour la Conception Optimale des Machines Electriques », HDR, Universite des Sciences et Technologies de Lille, 2007.
- [BRI-14] S. Brisset, « Conception IFTEH par optimisation multi-niveaux », rapport interne au projet CONIFER, Lille, 2014.
- [CAN-11] M. Cantegrel, S. Brisset, F. Gillon, « An investigation for improving tramways CO<sub>2</sub> balance », International Conference on Renewable Energy and Eco-Design in Electrical Engineering, Lille, 23-24 march, 2011.
- [CAU-10] S. Caux, W. Hankache, M. Fadel, D. Hissel, « On-line fuzzy energy management for hybrid fuel cell systems », International Journal of Hydrogen Energy, vol. 35, no. 5, pp. 2134-2143, 2010.
- [CEL-03] A. N. Celik, « Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods », Energy Conversion and Management, vol. 44, pp. 1951-1968, 2003.
- [CLA-10] C. Clastres, T.T. Ha Pham, F. Wurtz, S. Bacha, « Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production », Energy, vol. 35, pp. 55-64, 2010.
- [CON-10] Document scientifique, « Conception et Outils iNnovants pour un réseau électrique Intelligent appliqué au FERroviaire, CONIFER », 2010.
- [COU-04] C. Courtois, « Réseau d'énergie et équipements de traction », Forum EPFL-Industrie, Lausanne, 14 Octobre 2004.
- [COU-08] V. Courtecuisse, « Supervision d'une centrale multi-sources à base d'éoliennes et de stockage d'énergie connectée au réseau électrique », thèse de doctorat, ENSAM, 2008.
- [COU-09] C. Courtois, J. Coumel, « Traction électrique ferroviaire – Dynamique ferroviaire et sous-stations », Technique de l'ingénieur – d5501, 2009.
- [CRE-12] CRE (Commission de Régularisation d'Énergie) website, <http://www.cre.fr/>.
- [DEL-10] G. M. A. Delille, « Contribution du stockage à la gestion avancée des systèmes électriques, approches organisationnelles et technico-économique dans les réseaux de distribution », thèse de doctorat, Ecole Centrale de Lille, 2010.
- [DEL-11] B. Delinchant, « La CAO et l'optimisation de systèmes, une approche par couplages dynamiques de composants », HDR, G2ELab, Universite de Grenoble, 2011.
- [EDF-12] EDF (Electricité de France) website, [www.edf.com](http://www.edf.com).

- [FAR-07] R. Faranda, S. Leva, « Energetic sustainable development of railway stations », IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1-6, Tampa, FL, 2007.
- [FAU-09] J. Faucher, S. Caux, P. Maussion, « Fuzzy controller tuning of a boost rectifier unity power correction with experimental design. », Electrical Engineering, vol. 91, pp.167-176, 2009.
- [GAI-11] F. Gailly, « Alimentation électrique d'un site isolé à partir d'un générateur photovoltaïque associé à un tandem électrolyseur/pile à combustible (batterie H<sub>2</sub>/O<sub>2</sub>) », EF, Belfort, 2011.
- [GER-02] O. Gergaud, B. Multon, H. Ben Ahmed, « Analysis and experimental validation of various photovoltaic system models », 7th International ELECTRIMACS Congress, Montréal, 2002.
- [GIL-09] F. Gillon, « Méthodologies de conception optimale des composants électromagnétiques », HDR, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2009.
- [HAN-08] W. Hankache, « Gestion Optimisée de l'Énergie Électrique d'un Groupe Électrogène Hybride à Pile à Combustible », thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2008.
- [HAY-11] H. Hayashiya et al., « Necessity and possibility of smart grid technology application on railway power supply system », Proceedings of the 14th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2011), pp. 1-10, Birmingham, 2011.
- [HAF-12] O. Hafez, K. Bhattacharya, « Optimal planning and design of a renewable energy based supply system for microgrids », Renewable Energy, vol. 45, pp. 7-15, 2012.
- [HON-09] Y. Hongxing, Z. Wei, L. Chengzhi, « Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system », Applied Energy, vol. 86, pp. 163-169, 2009.
- [IEA-13] IEA, International Energy Agency, World Energy Outlook 2013 report, website: <http://www.iea.org/>.
- [IBR-08] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron, « Energy Storage Systems – Characteristics and Comparisons », Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 12, pp. 1221-1250, 2008.
- [IBR-11] H. Ibrahim, M. Ghandour, M. Dimitrova, A. Ilinca, J. Perron, « Integration of Wind Energy into Electricity Systems: Technical Challenges and Actual Solutions », Energy Procedia, vol. 6, pp. 815–824, 2011.
- [JAA-09] A. Jaafar, C. R. Akli, B. Sareni, X. Roboam, A. Jeunesse, « Sizing and Energy Management of a Hybrid Locomotive Based on Flywheel and Accumulators », IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 58, no. 8, pp. 3947-3958, 2009.

- [JAR-04] O.A. Jaramillo, M.A. Borja, J.M. Huacuz, « Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power », *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 1887-1909, 2004.
- [JAH-11] F. Jahanbani-Ardakani, G. H. Riahy-Dehkordi, « Renewable Energy - Trends and Applications, Chapter11 - Optimum Design of a Hybrid Renewable Energy System », Edition1, Croatia, pp. 230-250, 2011.
- [KAA-10] A. Kaabeche, M. Belhamel, R. Ibtouen, « Optimal sizing method for stand-alone hybrid PV/wind power generation system », *Revue des Energies Renouvelables*, SMEE'10, pp. 205-213, 2010.
- [LAD-14] P. Ladoux, J. Fabre, H. Caron, « Power Quality Improvement in AC Railway Substations: The concept of chopper-controlled impedance. », *IEEE Electrification Magazine*, vol. 2, no. 3, pp. 6-15, 2014.
- [LAG-08] J. Lagorse and S. Giurgea and D. Paire and M. Cirrincione and M. G. Simoes and A. Miraoui, « Optimal Design Analysis of a Stand-Alone Photovoltaic Hybrid System », *Industry Applications Society Annual Meeting IAS '08*, IEEE, 2008.
- [LHO-12] W. Lhomme, P. Delarue, F. Giraud, B. Lemaire-Semail, A. Bouscayrol, « Simulation of a photovoltaic conversion system using energetic macroscopic representation », *EPE-PEMC*, Novi Sad, Serbia, 9-2012.
- [LIS-10] M. Liserre, T Sauter, J. Y. Hung, « Future Energy Systems Integrating Renewable Energy Sources into the Smart Power Grid Through Industrial Electronics », *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 4, no. 1, pp. 18-37, 2010.
- [LOW-10] L. A. Lowinsky, « Nouvelle topologie de Compensateur de Puissance Réactive pour les Réseaux Ferrés 25 kV / 50 Hz », thèse de doctorat, l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2010.
- [LUN-12] R. Luna-Rubio, M. Trejo-Perea, D. Vargas-Vazquez, G.J. Rios-Moreno, « Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies », *Solar Energy*, vol. 86, pp. 1077-1088, 2012.
- [MCF-10] G. McFadden, « Sustainability and carbon reduction on electrified railways », *IET Conference on Railway Traction Systems*, Birmingham, 2010.
- [MEI-09] J-P. Meinadier, « Conception des architectures », document technique de l'AFIS (Association Française d'Ingénierie Système), 2009, website : <http://www.afis.fr/>.
- [MIN-13] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, « Panorama énergies-climat – Edition 2013 », website : <http://www.developpement-durable.gouv.fr/>.
- [MON-11] P. Monjean, J. Delanoe, J. Sprooten, C. Saudemont, B. Robyns, « Comparison methodology of offshore wind farm architectures », *10th International ELECTRIMACS Congress*, Cergy-Pontoise, France, 2011.

- [MOU-14] O. Moumni-Abdou, C. Deprez, « L3.7.3 Développement informatique », rapport interne au projet CONIFER, SNCF, Paris, 2014.
- [MUL-13] B. Multon, J. Aubry, P. Haessig, H. Ben Ahmed, « Systèmes de stockage d'énergie électrique », Techniques de l'Ingénieur – be8100, 2013.
- [NEH-11] M.H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz et al., « A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications », IEEE Transactions on Sustainable Energy, Vol. 2, No 4, pp. 392-403, October 2011.
- [PEC-14] R. R. Pecharroman, A. Lopez-Lopez, A. P. Cucala, A. Fernandez-Carcador, « Riding the rails to DC power efficiency. Energy efficiency in dc-electrified metropolitan railways. », IEEE Electrification Magazine, vol. 2, no. 3, pp. 32-38, 2014.
- [PIL-14] E. Pilo de la Fuente, S.K. Mazumder, I.G. Franco, « Railway Electrical Smart Grids. An Introduction to next-generation railway power systems and their operation.», IEEE Electrification Magazine, vol. 2, no. 3, pp. 49-55, 2014.
- [POU-09] J. Pouget, « Conception robuste des machines asynchrones pour la traction ferroviaire (contribution aux méthodologies et outils de conception des actionneurs électriques tournants). », thèse de doctorat, Université de Franche-Comté, 2009.
- [POU-11] J. Pouget, G. Vrignaud, L. Zimmermann, F. Mollet, C. Saudemont, B. Robyns « Etude de dimensionnement des moyens de productions énergétiques renouvelables pour l'alimentation des auxiliaires des Installations Fixe de Traction Ferroviaire Electrique », EF, Belfort 2011.
- [PUC-11] K. Puczko, « Optimal design of Renewable Hybrid Power Supply systems », IEEE 33rd International Telecommunications Energy Conference (INTELEC), Warsaw, Poland, pp. 1-6, 2011.
- [RAI-12] G. Raimondo, « Power quality improvements in 25 kV 50 Hz railways substation based on chopper controlled impedances », thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2012.
- [RFF-12] RFF (Réseau Ferré de France) website : <http://www.rff.fr/fr/>.
- [RIF-09] Y. Riffoneau, « Gestion des flux énergétiques dans un système photovoltaïque avec stockage connecté au réseau – application à l'habitat », thèse de doctorat, Université Joseph Fourier, 2009.
- [ROB-06] B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, A. Ansel, V. Courtecuisse, B. François, S. Plumel, J. Deuse, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », J3eA-Vol.5-Hors Série 1, 2006.
- [ROB-12] B. Robyns, A. Davigny, B. François, A. Henneon, J. Sprooten, « Electricity Production from Renewables Energies », ISTE Wiley 2012.

- [ROB-13]** B. Robyns, A. Davigny, C. Saudemont, « Methodologies for supervision of Hybrid Energy Sources based on Storage Systems – A survey », Mathematics and Computers in Simulation, Elsevier, vol.91, pp.52-71, 2013.
- [ROB-15]** B. Robyns, B. François, G. Dellile, C. Saudemont, « Gestion et valorisation du stockage de l'énergie dans les réseaux électriques », ISTE, 2015.
- [RTE-12]** RTE (Réseau de Transport d'Electricité) website : [www.rte-france.com/](http://www.rte-france.com/).
- [SAU-13]** C. Saudemont, « Méthodologie de développement de stratégies de supervision énergétique en temps réel dans les systèmes électriques de puissance », HDR, Université Lille1, 2013.
- [SEL-13]** Selectra groupe (comparateur des offres des fournisseurs d'électricité et de gaz en France) website : <http://selectra.info/comprendre/electricite/prix/marche-gros>.
- [SEE-97]** G.C. Seeling-Hochmuth, « A combined optimization concept for the design and operation strategy of hybrid-pv energy systems », Solar Energy, vol. 61 no. 2, pp. 77-87, 1997.
- [SNC-12]** SNCF (Société Nationale des Chemins de Fer français) website: <http://www.sncf.com/>.
- [SOP-12]** Sophemis, plateforme d'optimisation, [http://l2ep.univ-lille1.fr/Sophemis\\_Equipe d'Optimisation, L2EP](http://l2ep.univ-lille1.fr/Sophemis_Equipe_d'Optimisation_L2EP).
- [SPR-09]** J. Sprooten, V. Courtecuisse, B. Robyns, J. Deuse, « Méthodologie de développement de superviseurs à logique floue de centrales multisources à base d'énergie renouvelable », EJEE, Réseaux isolés, Vol. 12, pp. 553-583, 2009.
- [TEK-07]** M. Tekin, D. Hissel, M.-C. Pera, J.M. Kauffmann, « Energy-Management Strategy for Embedded Fuel-Cell Systems Using Fuzzy Logic », IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.54, no.1, pp.595-603, 2007.
- [VIA-10]** R. Vial, D. Riu, N. Retière, « Simulating calculations and optimization design of a new HVDC supply power for light rail system », IECON 2010 - 36th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, pp.2364,2369, 7-10 Nov. 2010.
- [WAR-09]** G. Warkozek, M. Jacomino, S. Ploix, F. Wurtz, « Generic formulation of Optimization problems for Energy management: solving difficulties, practical and mathematical analysis», The 8th International Symposium on Electric and Magnetic Fields, Mondovie, Italie, 2009.
- [WAN-06]** A. Wang, W. Yang « Design of Energy Management Strategy in Hybrid Vehicles by Evolutionary Fuzzy System Part I: Fuzzy Logic Controller Development », Proceedings of the 6th World Congress on Intelligent Control and Automation, Dalian, China, 2006.
- [WAN-06a]** A. Wang, W. Yang « Design of Energy Management Strategy in Hybrid Vehicles by Evolutionary Fuzzy System. Part II: Tuning Fuzzy Controller by Genetic Algorithms», Proceedings of the 6th World Congress on Intelligent Control and Automation, Dalian, China, 2006.

- [WEI-75] Gerald M. Weinberg, « An introduction to general systems thinking », Wiley-Interscience, 1975.
- [YU-11] X. Yu, C. Cecati, T. Dillon, M. Godoy Simoes, « The new frontier of Smart Grids », IEEE Industrial Electronics Magazine, vol. 5, no. 3, pp. 49-63, 2011.
- [ZHA-12] H. Zhang, A. Davigny, F. Colas, Y. Poste, B. Robyns, « Fuzzy logic based energy management strategy for commercial buildings integrating photovoltaic and storage systems », Elsevier, Energy and Buildings, No 54, pp. 196-206, 2012.
- [ZHO-10] W. Zhou, C. Lou, Z. Li, L. Lu, H. Yang, « Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems », Applied Energy, vol. 87, pp. 380-389, 2010.

## Annexes

### Annexe A : Modèle de simulation de la plateforme d'essais

Un modèle complet de la plateforme d'essais a été développé en parallèle à la mise en œuvre de l'expérimentation. Ce modèle est plus précis que le modèle en flux de puissance, utilisé pour le développement et l'optimisation du superviseur énergétique d'IFTEH (cf. Chapitre 3).

Il s'agit d'un modèle moyen permettant d'analyser les puissances et les énergies (Figure 4.27, Figure 0.2) et d'évaluer les indicateurs énergétiques et économiques de performance. L'analyse des phénomènes transitoires liés aux commutations des convertisseurs n'est pas prise en compte dans ce modèle moyen.

Les lois de commande agissent directement sur la tension ou le courant pour contrôler le flux de puissance de chaque sous-système (Figure 0.3, Figure 0.4).

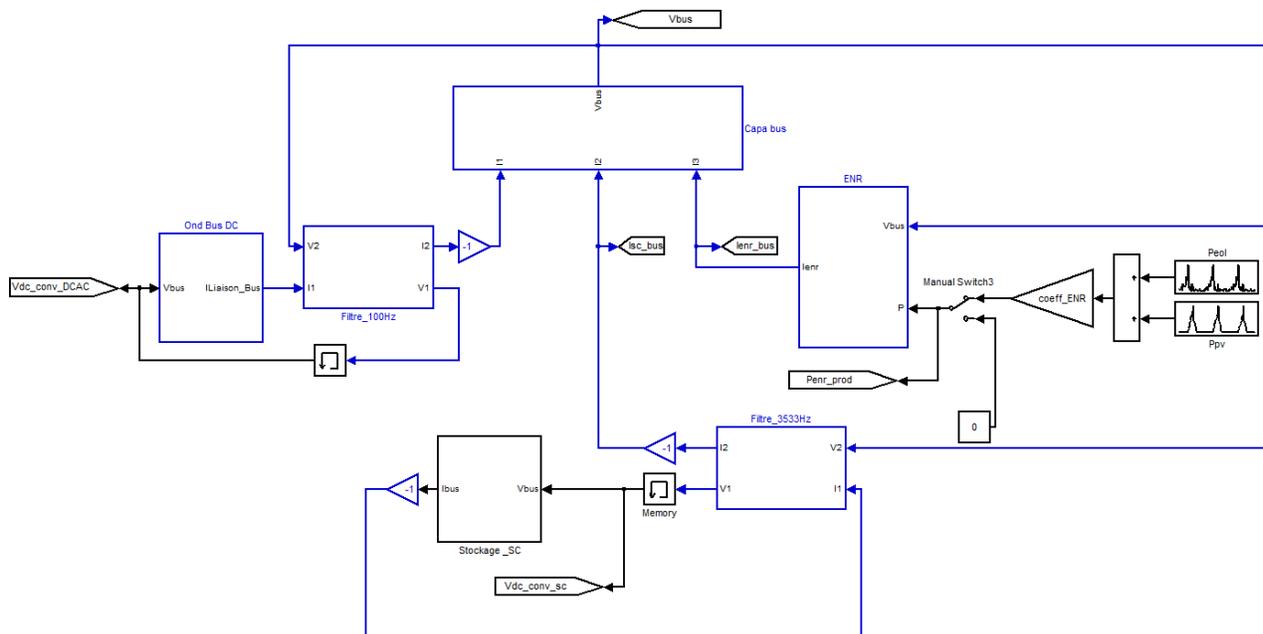
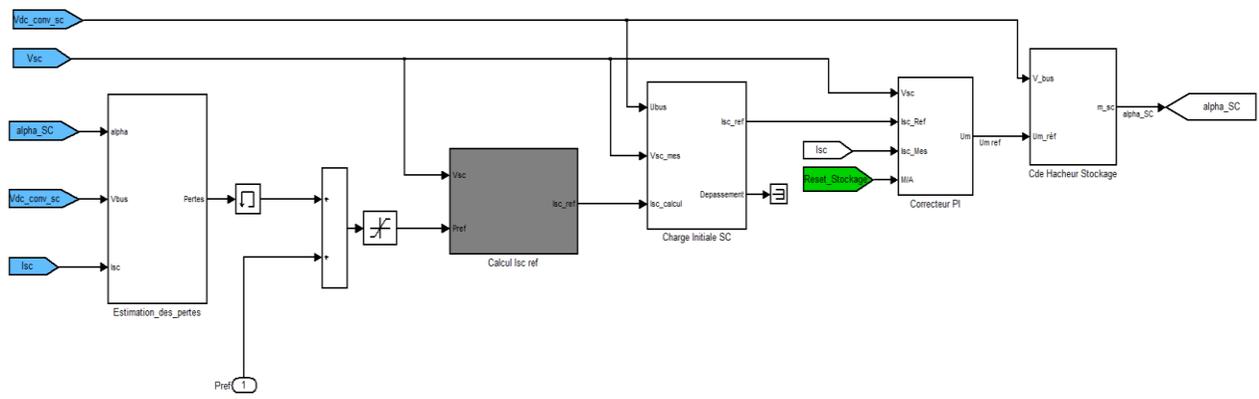


Figure 0.1 Modélisation du Bus CC, des ENR, du stockage et de l'interface AC/DC





**Figure 0.4** *Commande rapprochée du stockage*

## Résumé

La croissance du trafic ferroviaire prévue dans les années à venir pousse les acteurs du système d'électrification ferroviaire à chercher des solutions innovantes leur permettant d'assurer la consommation d'énergie qui y est liée. Une des solutions concerne l'intégration de moyens de production décentralisés et des systèmes de stockage d'énergie dans les installations fixes de traction électrique (IFTE). Dans cette évolution, la thèse vise à contribuer à la conception d'un outil de dimensionnement et de gestion énergétique intelligente des IFTE hybrides (IFTEH). La première partie décrit une méthodologie de conception technico-économique d'IFTEH. A partir d'une architecture générique d'IFTEH, une démarche d'optimisation sur cycle des variables dimensionnelles, mais également des variables de commandes du système de pilotage est proposée. La modélisation en flux d'énergie de l'IFTEH permet ensuite d'appliquer la méthodologie d'optimisation sur un cas d'étude et de comparer plusieurs scénarios d'optimisation. Après le dimensionnement de l'IFTEH, une méthodologie de gestion énergétique est développée afin de répondre aux objectifs énergétiques, économiques et environnementales, à différents horizons temporels de supervision d'IFTEH. Plusieurs scénarios de gestion sont évalués en simulation à travers des indicateurs de performance représentatifs des gains du système. Une étude d'optimisation des paramètres de supervision apporte des réponses concernant l'influence du dimensionnement du système sur la gestion énergétique. Enfin, la robustesse de la supervision énergétique d'IFTEH est analysée lors de la validation expérimentale à l'échelle de puissance du laboratoire.

**Mots-clés :** sous-station ferroviaire hybride, production renouvelable, stockage d'énergie, modélisation, dimensionnement, optimisation, gestion énergétique, efficacité énergétique, marché de l'électricité.

## Abstract

In railway traffic increasing and electricity market liberalization context, railway actors are determined to consider innovative solutions to handle the increasing energy demand for electrical traction. One of the solution concerns the integration of decentralized production and energy storage systems in the railway power substations (RPS). The present research work aims to contribute to the design of a sizing and intelligent energy management tool for the hybrid RPS (HRPS). In the first part of the dissertation, a methodology for the techno-economical design of the HRPS is described. From a HRPS generic architecture, an optimization approach is proposed by considering cycles of dimensional and system control variables. Furthermore, an energy flow model permits to apply the optimization methodology on a study case and to compare different optimization scenarios in order to analyze the sizing and optimal planning of electrical sources and loads for a typical day. After sizing the HRPS, an energy management methodology is developed in order to achieve energy, economic and environmental objectives at different time levels of HRPS supervision. Several energy management scenarios are evaluated in simulation through adapted system gain indicators. An optimization study of the supervision parameters provides additional answers concerning the influence of the system design on its management strategy. Eventually, the HRPS energy management robustness is analyzed during an experimental setup phase at laboratory power scale.

**Keywords :** hybrid railway power substation, renewable energy, energy storage, system modeling, optimal design, energy management, energy efficiency, electricity market.