



BIBLIOTHÈQUE

CÉGEP DE L'ABITIBI-TÉMISCAMINGUE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN ABITIBI-TÉMISCAMINGUE

Mise en garde

La bibliothèque du Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue et de l'Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue (UQAT) a obtenu l'autorisation de l'auteur de ce document afin de diffuser, dans un but non lucratif, une copie de son œuvre dans [Depositum](#), site d'archives numériques, gratuit et accessible à tous. L'auteur conserve néanmoins ses droits de propriété intellectuelle, dont son droit d'auteur, sur cette œuvre.

Warning

The library of the Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue and the Université du Québec en Abitibi-Témiscamingue (UQAT) obtained the permission of the author to use a copy of this document for nonprofit purposes in order to put it in the open archives [Depositum](#), which is free and accessible to all. The author retains ownership of the copyright on this document.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC EN ABITIBI-TÉMISCAMINGUE

DÉVELOPPEMENT DES CONTRÔLEURS INTELLIGENTS POUR LE
RÉGLAGE DE LA TENSION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

MÉMOIRE

PRÉSENTÉ

COMME EXIGENCE PARTIELLE

DE LA MAÎTRISE EN INGÉNIERIE

PAR

MANSOUR YOUSSEF

NOVEMBRE 2024

Résumé :

Le développement de contrôleurs d'intelligence artificielle pour la régulation des réseaux électriques est un domaine en constante évolution visant à optimiser la gestion de l'énergie et à assurer la stabilité du réseau. Ces contrôleurs prévoient, analysent et répondent automatiquement aux incertitudes non linéaires et aux perturbations du système à l'aide d'algorithmes avancés d'apprentissage automatique.

Ma recherche se concentre sur la mise en œuvre de contrôleurs d'intelligence artificielle (IA) pour le contrôle avancé de deux aspects du système électrique. Tout d'abord, les algorithmes d'IA sont utilisés pour optimiser le contrôleur AVR, qui est responsable du maintien automatique de la tension dans des limites acceptables. En réduisant les fluctuations de tension, cette approche vise à améliorer la stabilité du réseau. En outre, l'étude explore l'utilisation de contrôleurs d'IA pour réguler les micro-réseaux AC/DC, l'accent est mis sur l'intégration transparente des énergies renouvelables, le contrôleur adaptatif utilise des données en temps réel pour prévoir les variations de la production d'énergie renouvelable, gérer la production et le stockage d'énergie, et ajuster la façon dont l'énergie est distribuée au sein du micro-réseau, l'objectif est de garantir la stabilité et la fiabilité du réseau tout en optimisant l'utilisation des sources d'énergie renouvelables.

Abstract:

The development of artificial intelligence controllers for the regulation of electrical networks is an ever-evolving field aimed at optimizing energy management and ensuring network stability. These controllers predict, analyze, and automatically respond to nonlinear uncertainties and system disturbances using advanced machine learning algorithms.

My research focuses on the implementation of artificial intelligence (AI) controllers for advanced control of two aspects of the electrical system. Firstly, AI algorithms are used to optimize the AVR controller, which is responsible for automatically maintaining voltage within acceptable limits. By reducing voltage fluctuations, this approach aims to enhance network stability.

Furthermore, the study explores the use of AI controllers to regulate micro-grids. Focusing on the seamless integration of renewable energies, the adaptive controller uses real-time data to forecast variations in renewable energy production, manage energy production and storage, and adjust how energy is distributed within the micro-grid. The goal is to ensure network stability and reliability while optimizing the use of renewable energy sources.

Remerciement

Je suis reconnaissant envers Dieu le Tout-Puissant pour ses bénédictions constantes et sa proximité à mes côtés.

Mon profond remerciement va au Professeur Fouad Slaoui Hasnaoui, mon directeur de recherche, pour son orientation, sa motivation et le temps précieux qu'il m'a consacré tout au long de cette période. Sans son soutien indéfectible, la réalisation de ce mémoire n'aurait pas été envisageable. Je tiens également à exprimer ma gratitude envers le personnel et la direction de l'UQAT pour m'avoir offert l'opportunité d'apprendre et de grandir au sein de cette institution.

Mes profonds remerciements vont à mes deux mères, Aicha et Ouardia, mon père Mohamed, mes deux sœurs Zohour et Raja, ainsi que mes deux cousines Saliha et Amina, pour leur soutien infaillible, leur inspiration et leur compréhension qui m'ont donné le courage et la détermination nécessaires pour persévérer dans mes efforts. Leur amour et leur soutien sont inestimables à mes yeux.

Enfin, je tiens à exprimer ma reconnaissance envers mes amis : Kinani Othmane, Benothmane Yacine, Aymane Chougrad et Michael Barette, qui ont été présents dans ma vie tant dans les moments difficiles que dans les moments de joie.

Youssef MANSOUR.

Table des matières

Résumé :	i
Abstract:	ii
Remerciement	iii
Liste des tableaux	xiv
LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES.	xv
Introduction :	1
Problématique :	2
Objectifs généraux et spécifiques :	3
État de l’art.....	4
Méthodologie :	11
Chapitre 1 : généralités sur Les réseaux électriques	12
1.1 Historique des réseaux électriques.....	12
1.1.1 Les Premices de l'Électricité	12
1.1.2 Éclairage Public et Premiers Réseaux Locaux (fin du 19e siècle).....	13
1.1.3 Expansion des Réseaux (début du 20e siècle)	13
1.1.4 L'Ère de la Ruralité (milieu du 20e siècle)	13
1.1.5 Technologies Avancées et Interconnexions (depuis les années 1970)	13
1.1.6. Transition Énergétique et Diversification (21e siècle)	13
1.2 Production de l'énergie électrique	14
1.2.1 Centrales Thermiques	14
1.2.2 Centrales Hydrauliques	15
1.2.3 Énergies Renouvelables	16
1.2.4 Technologies Émergentes.....	17

1.3 Réseau de transport	17
1.3.1 Les Voies du Transport.....	18
1.3.2 Défis du Transport de l'Énergie.....	18
1.3.3 Innovations dans le Transport de l'Énergie	19
1.3.4 Durabilité et Futur du Transport de l'Énergie	19
1.4 Réseau de distribution.....	19
1.5 Réseau électrique Canadien	21
1.5.1 Organisation :.....	22
1.5.2 Production	23
1.5.3 Réseau de transport :.....	25
1.5.4 Distribution :.....	26
1.5.5 Défis et Initiatives :.....	27
1.5.6 Réglementation et Surveillance :	27
1.5.7 Innovations Futures :.....	28
1.6 Conclusion	28
Chapitre 2 : L'intelligence artificielle.	30
2.1 Généralité sur l'intelligence artificielle	30
2.1 Historique et évolution de l'IA	31
2.2.1 Les prémices de l'IA (1950-1960).....	32
2.2.2 L'âge de l'optimisme (1960-1970)	32
2.2.3 L'hiver de l'IA (1970-1980).....	32
2.2.4 La renaissance de l'IA (années 1980 à nos jours)	33
2.3 Importance et impact de l'IA dans la société moderne.....	34
2.3.1 Transformation des industries	34

2.3.2 Amélioration des services et de l'expérience utilisateur	34
2.3.4 Développement de nouvelles applications et innovations	35
2.3.5 Défis éthiques et sociaux	35
2.4 Les mathématiques et la logique derrière l'IA	35
2.4.1 Les fondements mathématiques de l'IA	35
2.4.2 La logique et le raisonnement en IA	36
2.4.3 Les techniques mathématiques avancées en IA	36
2.5 Les Défis et Enjeux de l'Intelligence Artificielle	36
2.5.1 Éthique et responsabilité dans l'IA.....	36
2.5.2 Sécurité et confidentialité des données	37
2.5.3 Les implications sur le marché du travail	38
2.6 Les techniques de l'intelligence artificielle	39
2.6.1 Système expert.....	39
2.6.2 Les réseaux de neurones	43
2.6.3 La logique floue	51
Conclusion	57
Chapitre 3 : la régulation de la tension électrique.....	58
3.1 Importance du réglage de la tension dans les réseaux électrique.....	58
3.1.1 Stabilité du système :	58
3.1.2 Optimisation de la puissance :	59
3.1.3 Qualité de l'énergie :	59
3.1.4 Intégration des énergies renouvelables :	59
3.1.5 Sécurité du réseau :	59
3.2 Les différents types de réglage de la tension.....	59

3.2.1 Régulateur de facteur de puissance « Power factor (PF) »	60
3.2.2 Le régulateur de puissance réactive (VAR).....	62
3.2.3 réglages de tension par onduleur.....	65
3.2.4 Le Régulateur AVR :	67
3.3 Conclusion :	69
Chapitre 4 : LES MICRO-RÉSEAUX ÉLECTRIQUES.....	70
4.1 Principe du fonctionnement d'un micro-réseau électrique :	70
4.2 Les avantages des micro-réseaux électriques	71
4.3 Les inconvénients des micro-réseaux	72
4.4 Les types des micro-réseaux électrique :	72
4.4.1 Basés sur la Source d'Énergie :	73
4.4.2 Basés sur l'Application :	73
4.4.3 Basés sur la Connexion au Réseau Principal :	73
4.4.4 Basés sur la Configuration :	73
4.5 Architecture des micro-réseaux.....	74
4.6 Technologie des micro-réseaux.....	75
4.7 Le stockage d'énergie dans une micro-grid.....	76
4.8 Architectures de Contrôle	77
4.8.1 Le contrôle centralisé.....	78
4.8.2 Contrôle Décentralisé.....	81
4.8.3 Contrôle hiérarchique.....	83
4.9. La stabilité de tension des micro-réseau	86
4.10 Les opportunités des microgrid.....	87
4.11 TECHNOLOGIES DES MICRO-RÉSEAUX.....	89

4.11.1 Génération distribuée (GD).....	90
Chapitre 5 : Stabiliser la tension d'un alternateur synchrone à l'aide de l'AVR (Régulateur Automatique de Tension) et des contrôleurs intelligents.....	93
5.1 Modèle proposé.....	93
5.2 problématique détaillée :.....	94
5.2.1 Simulation de l'AVR et l'alternateur :	94
5.2.2 La régulation de la tension de l'alternateur Par l'AVR et le PID classique.....	95
5.3 Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur basé sur la logique floue.	96
5.3.1 définitions des fonctions d'appartenance.....	97
5.3.2 La définition des lois.....	99
5.3.3 Défuzzification.....	99
5.3.4 Simulation du système avec le régulateur flou :	100
5.4 Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur basé sur les réseaux de neurones.	101
5.4.1 Acquisition des données.....	101
5.4.2 Entraînement des réseaux de neurones.	102
5.4.3 Simulation du modèle	109
5.5 Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur hybride de type neuro-flou.....	109
5.5.1 La conception du régulateur neuro-flou.....	110
5.5.2 Simulation du système avec le régulateur neuro-flou :.....	112
Conclusion :	113
Chapitre 6 : stabiliser la tension d'un micro-réseau électrique AC/DC à l'aide d'un régulateur intelligent non-linaire.....	114

6.1 Système proposé	114
6.2 Stratégie de contrôle	119
6.3 Modélisation du régulateur non-linaire.....	120
6.3.1 Définition des entrées du régulateur non-linaire :	121
6.3.2 Définition des sorties du régulateur non-linaire :	122
6.3.4 Les paramètres du contrôleur non-linaire :	123
6.4 Conception d'un régulateur flou qui va générer la référence du courant qui doit être injecté ou absorbé par le supercondensateur:.....	127
6.4.1 Définitions des fonctions d'appartenance.....	127
6.4.2 La définition des lois.....	130
6.4.3 Défuzzification.....	131
6.5 Conception d'un régulateur basé sur les réseaux de neurones qui va générer la référence de la tension du panneau photovoltaïque par la méthode MPPT basée sur les réseaux de neurones artificiels :	131
6.5.1 Acquisition des données.....	132
6.5.2 Entraînement des réseaux de neurones.	133
6.6 Optimisation des gains du régulateur non-linaire :	138
6.6.1. Les fonctions d'optimisation :	138
6.7 Simulations et discussion:.....	140
Conclusion :	143
<i>ANNEXES</i> :	146
Références :	179

Liste des figures

FIGURE 1 : SCHÉMA SYNOPTIQUE D'UNE SMARTGRID.....	5
FIGURE 2: SCHÉMA SYNOPTIQUE D'UN CONTRÔLEUR AVR.	7
FIGURE 3: LES DOMAINES DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE.	8
FIGURE 4: SCHÉMA DU CONTRÔLEUR EN MODE GLISSANT DE PREMIER ORDRE BASÉ SUR LA FONCTION DE BARRIÈRE NON LINÉAIRE (NBFFOSMC).....	10
FIGURE 5: SCHÉMA SYNOPTIQUE D'UNE CENTRALE THERMIQUE À COMBUSTIBLES FOSSILES	14
FIGURE 6: SCHÉMA SYNOPTIQUE D'UNE CENTRALE NUCLÉAIRE	15
FIGURE 7 : CENTRALE DE TYPE LAC	15
FIGURE 8: CENTRALE GÉOTHERMIQUE.....	16
FIGURE 9: CAPACITÉ DE PRODUCTION (CANADA ET ÉTATS-UNIS).....	25
FIGURE 10 : LES APPLICATIONS DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE.....	31
FIGURE 11: HISTORIQUE DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE.....	31
FIGURE 12 : ARCHITECTURE D'UN KBES AVEC SES COMPOSANTS ET LA MANIÈRE DONT LES COMPOSANTS INTERAGISSENT ENTRE EUX.....	42
FIGURE 13: SYSTÈME EXPERT EN TANDEM.....	43
FIGURE 14 : RÉSEAU DE NEURONES FEEDFORWARD.....	44
FIGURE 15:STRUCTURE DE BASE D'UN NEURONES.....	46
FIGURE 16: STRUCTURE DE BASE D'UN CONTRÔLEUR LOGIQUE FLOUE.....	56
FIGURE 17: MODÈLE DE RÉGULATEUR DU FACTEUR DE PUISSANCE (PF).	61
FIGURE 18: MODÈLE DE RÉGULATEUR DE PUISSANCE RÉACTIVE.....	63
FIGURE 19: BILAN DE PUISSANCE.....	64
FIGURE 20: SCHÉMA DE BASE D'UN SYSTÈME DE GÉNÉRATION CONNECTÉ PAR ONDULEUR	65
FIGURE 21: PLAGE NORMALISÉE ($\pm 5\%$) DE LA TENSION PHASE-PHASE (V)	66
FIGURE 22: SCHÉMA SYNOPTIQUE D'UN AVR.....	67
FIGURE 23: SCHÉMA SYNOPTIQUE D'UN MICRO-RÉSEAU ÉLECTRIQUE.	71
FIGURE 24: ARCHITECTURE D'UN MICRO-RÉSEAU AC	75
FIGURE 25: ARCHITECTURE D'UN MICRO-RÉSEAU DC	75
FIGURE 26: UNE ILLUSTRATION SCHÉMATIQUE D'UN DISJONCTEUR CONNECTÉ AU RÉSEAU.	76
FIGURE 27: STRUCTURE DE CONTRÔLE DANS LES MICROGRIDS.....	78

FIGURE 28: STRUCTURE D'UN CONTRÔLE CENTRALISÉ.....	79
FIGURE 29: STRUCTURE DU CONTRÔLE DÉCENTRALISÉ.....	82
FIGURE 30: STRUCTURE DE CONTRÔLE HIÉRARCHIQUE.....	84
FIGURE 31: NIVEAUX DE CONTRÔLE HIÉRARCHIQUE.....	85
FIGURE 32: DIAGRAMME DU MICRO-GRID.....	89
FIGURE 33: MODÈLE DE L'AVR.....	94
FIGURE 34: MODÈLE DE L'AVR SIMPLE.....	94
FIGURE 35: SIMULATION DE L'AVR ET L'ALTERNATEUR.....	95
FIGURE 36 :LE MODÈLE DE LA RÉGULATION DE L'ALTERNATEUR PAR LE PID CLASSIQUE ET L'AVR.....	95
FIGURE 37: RÉSULTAT DE LA SIMULATION DE LA RÉGULATION DE L'ALTERNATEUR PAR LE PID ET L'AVR.....	96
FIGURE 38: FONCTIONS D'APPARTENANCE D'ENTRÉE.....	98
FIGURE 39: LES FONCTIONS D'APPARTENANCE DE SORTIE.....	99
FIGURE 40 : REPRÉSENTATION TRIDIMENSIONNELLE DE L'ÉVOLUTION DE LA SORTIE DU RÉGULATEUR FLOU EN FONCTION DE L'ENTRÉE.....	100
FIGURE 41: RÉGULATION DE LA TENSION DE L'ALTERNATEUR PAR L'AVR ET LE RÉGULATEUR FLOU.....	100
FIGURE 42: RÉSULTAT DE LA SIMULATION DE LA RÉGULATION DE LA TENSION DE L'ALTERNATEUR PAR L'AVR ET LE RÉGULATEUR FLOU.....	101
FIGURE 43: MONTAGE D'ACQUISITION DES DONNÉES.....	102
FIGURE 44 : MODÈLE DU RÉSEAU DE NEURONES FEEDFORWARD UTILISÉ.....	103
FIGURE 45: GRAPHIQUE DES PERFORMANCES DE VALIDATION DU RÉSEAU DE NEURONES.....	104
FIGURE 46: L'HISTOGRAMME D'ERREUR.....	105
FIGURE 47: GRAPHIQUES DE RÉGRESSION.....	107
FIGURE 48: BLOC SIMULINK DU RÉGULATEUR NEURONAL.....	108
FIGURE 49: LA COUCHE CACHÉE DU RÉGULATEUR NEURONAL.....	108
FIGURE 50 : RÉGULATION DE LA TENSION DE L'ALTERNATEUR PAR L'AVR ET LE RÉGULATEUR NEURONAL.....	109
FIGURE 51:RÉSULTAT DE LA SIMULATION DE LA RÉGULATION DE LA TENSION DE L'ALTERNATEUR PAR L'AVR ET LE RÉGULATEUR NEURONAL.....	109

FIGURE 52: FONCTIONS D'APPARTENANCE D'ENTRÉE.....	110
FIGURE 53: REPRÉSENTATION TRIDIMENSIONNELLE DE L'ÉVOLUTION DE LA SORTIE DU RÉGULATEUR FLOU EN FONCTION DE L'ENTRÉE.....	111
FIGURE 54: ENTRAINEMENT DE LA PARTIE NEURONALE DU RÉGULATEUR NEURO-FLOU.....	111
FIGURE 55: RÉGULATION DE LA TENSION DE L'ALTERNATEUR PAR L'AVR ET LE RÉGULATEUR NEURO-FLOU.	112
FIGURE 56: RÉSULTAT DE LA SIMULATION DE LA RÉGULATION DE LA TENSION DE L'ALTERNATEUR PAR L'AVR ET LE RÉGULATEUR NEURO-FLOU.	112
FIGURE 57: SCHÉMA SYNOPTIQUE DU MICRO-RÉSEAU DC/AC SUJET DE RECHERCHE.	115
FIGURE 58: REPRÉSENTATION DES ÉQUATION DU PANNEAU SOLAIRE, BATTERIE SUPER CONDENSATEUR ET LE BUS.	118
FIGURE 59: REPRÉSENTATION DES ÉQUATIONS EN MODE ILOTÉ	118
FIGURE 60: REPRÉSENTATION DES ÉQUATIONS DU SYSTÈME EN MODE CONNECTÉ.	118
FIGURE 61 : REPRÉSENTATION DE LA PARTIE DU MODÈLE DU RÉGULATEUR NON-LINAIRE LIÉE PANNEAU SOLAIRE, BATTERIE, SUPER CONDENSATEUR ET DC BUS.	126
FIGURE 62: REPRÉSENTATION DE LA PARTIE DU MODÈLE DU RÉGULATEUR NON-LINAIRE EN MODE ILOTÉ.	126
FIGURE 63: REPRÉSENTATION DE LA PARTIE DU MODÈLE DU RÉGULATEUR NON-LINAIRE EN MODE CONNECTÉ.....	126
FIGURE 64: FONCTIONS D'APPARTENANCE DE LA PREMIÈRE ENTRÉE	128
FIGURE 65: FONCTIONS D'APPARTENANCE DE LA DEUXIEMME ENTRÉE.	129
FIGURE 66: LES FONCTIONS D'APPARTENANCE DE SORTIE.....	130
FIGURE 67: REPRÉSENTATION TRIDIMENSIONNELLE DE L'ÉVOLUTION DE LA SORTIE DU RÉGULATEUR FLOU EN FONCTION DE L'ENTRÉE.....	131
FIGURE 68: LE MODÈLE SIMULINK DU RÉGULATEUR FLOU AVEC LES ENTRÉS ET LA SORTIE X4REF.	131
FIGURE 69: MODÈLE DU RÉSEAU DE NEURONES FEEDFORWARD UTILISÉ.....	133
FIGURE 70: GRAPHIQUE DES PERFORMANCES DE VALIDATION DU RÉSEAU DE NEURONES	134
FIGURE 71: L'HISTOGRAMME D'ERREUR	135
FIGURE 72: GRAPHIQUES DE RÉGRESSION	136
FIGURE 73: BLOC SIMULINK DU RÉGULATEUR NEURONAL.	137

FIGURE 74 : LA COUCHE CACHÉE DU RÉGULATEUR NEURONAL.....	137
FIGURE 75: BLOC SIMULINK DU RÉGULATEUR NEURONAL AVEC LES ENTRÉS (TEMPÉRATURE ET IRRADIANCE) ET LA SORTIE X1REF.	138
FIGURE 76: LA SIMULATION DE LA TENSION DU PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE ET SA RÉFÉRENCE.	140
FIGURE 77: LA SIMULATION DE LA TENSION DU DC BUS ET SA RÉFÉRENCE.	141
FIGURE 78: LA SIMULATION DE LA TENSION DE LA SORTIE DE L'ONDULEUR ET SA RÉFÉRENCE (EN MODE ILOTÉ).....	141
FIGURE 79: LA SIMULATION DE LA TENSION DE LA SORTIE DE L'ONDULEUR ET SA RÉFÉRENCE (EN MODE CONNECTÉ).....	142
FIGURE 80: LA VISUALISATION DES LOIS DU CONTRÔLEUR FLOU.....	146
FIGURE 81: LA VISUALISATION DES LOIS DU CONTRÔLEUR NEURO-FLOU.....	146
FIGURE 82: MODÈLE SIMULINK POUR DÉTERMINER L'ÉTAT DE CHARGE DE LA BATTERIE. .	147
FIGURE 83: VISUALISATION DES LOIS DU CONTRÔLEUR FLOU DU SUPER-CONDENSATEUR.	147
FIGURE 84: LA VARIATION DE LA TEMPÉRATURE APPLIQUÉE SUR LE PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE.	148
FIGURE 85: VARIATION DE LA CHARGE DC CONNECTÉES AU RÉSEAU.	148
FIGURE 86: MODÈLE SIMULINK POUR GÉNÉRER X8REF ET X8REFDOT	149
FIGURE 87: MODÈLE SIMULINK POUR GÉNÉRER X6REF ET X6REFDOT ET X6REFDOTDOT.	149
FIGURE 88: SCHÉMA ÉLECTRIQUE D'UNE MACHINE SYNCHRONE.....	150
FIGURE 89: CIRCUIT ÉLECTRIQUE DU CAPTEUR UTILISÉ DANS L'AVR.....	156
FIGURE 90: SCHÉMA ÉLECTRIQUE DE L'EXCITATEUR.	157
FIGURE 91: SCHÉMA ÉLECTRIQUE DE L'AMPLIFICATEUR.....	159
FIGURE 92:LE CIRCUIT DU PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE	163
FIGURE 93:LE CONVERTISSEUR BOOST	163
FIGURE 94: CIRCUIT DE LA BATTERIE.....	167
FIGURE 95:UN CONVERTISSEUR BUCK-BOOST	167
FIGURE 96: CIRCUIT DU SUPERCONDENSATEUR	169
FIGURE 97:L'ONDULEUR MONOPHASÉ.	173
FIGURE 98:L'ONDULEUR MONOPHASÉ (MODE ÎLOTÉ).....	175

Liste des tableaux.

TABLEAU 1: PUISSANCE INSTALLÉE DES PROVINCES CANADIENS EN FONCTION DE LA SOURCE D'ÉNERGIE....	25
TABLEAU 2: FONCTION D'ACTIVATION.....	47
TABLEAU 3: TYPE DES FONCTIONS ET D'ALGORITHME D'APRENTISSAGE	50
TABLEAU 4: CARACTÉRISTIQUES DE LA TENSION DANS LE RÉSEAU NORD-AMÉRICAIN.....	66
TABLEAU 5 : LES LOIS DU RÉGULATEUR FLOU	99
TABLEAU 6: LES LOIS DU RÉGULATEUR FLOU.	130
TABLEAU 7 : LES GAINS ET LES PARAMÈTRES STA LES PLUS OPTIMALES.....	140

LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES.

φ_1 : Déphasage sans compensation.

φ_2 : Déphasage avec compensation

BT : Basse Tension

HT : Haute Tension

MPPT : Maximum Power Point Tracking

MT : Moyenne Tension

PV : Photovoltaïque

T_e : la constante de temps de l'excitatrice.

T_g : la constante de temps du générateur.

T_s : la constante de temps du capteur.

IA : Intelligence artificielle.

AVR : Automatic Voltage Regulator

AC : Courant alternatif.

DC : Courant continue.

PID : Proportional-Integral-Derivative Controller.

DER : ressources énergétiques distribuées.

FACTS : contrôleurs Flexible AC Transmission Systems.

HVDC : High Voltage Direct Current.

kWh : kilowattheure

SE : système expert.

KBES : système expert basé sur les connaissances

ANN : Artificial Neural Network

BP : Back-propagation

ML : Machine Learning

MLP : Multi Layer Perceptron

RMS : Root Mean Square

RNA : Réseau de Neurones Artificiels

UQAT : Université de Québec en Abitibi-Témiscamingue

$b_j(i)$: Le biais (seuil) du neurone j .

$u_j(i)$: La j ème entrée de la i ème couche cachée.

$w_j(i)$: Représente les coefficients de poids de la connexion entre les entrées et le neurone.

$e_{jp}(L)$: L'erreur entre la sortie donnée par le réseau y_s et le vecteur y_s -désirée désiré à la sortie

W_i : Matrice des poids.

$y_j(i)$: Représente les signaux d'entrée du neurone j et n nombre de neurones dans la couche cachée i .

y_s : La sortie donnée par le réseau y_s -désirée : Le vecteur désiré à la sortie.

$f(.)$: Fonction d'activation.

PF : facteur de puissance.

MG : micro-grid.

DG : génération distribuée.

GWO : Grey Wolf Optimizer (Optimiseur des Loups Gris).

STA : Super-Twisting Algorith

Introduction :

L'avènement de l'intelligence artificielle a marqué une révolution fondamentale dans notre approche des défis complexes, notamment dans la régulation complexe des réseaux électriques.

À mesure que le réseau devient de plus en plus interconnecté et dépendant de diverses sources d'énergie, la stabilité, l'efficacité et la flexibilité sont importantes.

Dans ce contexte, le développement continu des contrôleurs IA offre une perspective innovante et prometteuse, ces contrôleurs automatisent non seulement les tâches, mais exploitent également des algorithmes avancés d'auto-apprentissage, leur capacité unique à s'adapter et à évoluer dans la vie réelle.

Cette adaptabilité est essentielle pour relever les défis uniques du réseau électrique moderne, Les algorithmes d'apprentissage automatique permettent à ces contrôleurs d'IA de développer une compréhension approfondie de modèles complexes, tels que les fluctuations de la demande, les non-linéarités du système électrique et les incertitudes inhérentes à la transformation des sources d'énergie renouvelables. Cette capacité unique à prévoir, analyser et réagir automatiquement aux conditions changeantes du réseau ouvre la voie à des approches dynamiques et proactives face à des problèmes qui autrement pourraient être difficiles à résoudre de manière efficace.

Par conséquent, l'application de l'IA dans la régulation des réseaux représente bien plus qu'une simple automatisation. Il s'agit d'un changement de paradigme, une évolution vers des systèmes intelligents capables d'apprendre, d'optimiser et de s'adapter, ouvrant ainsi la voie à des réseaux plus efficaces qui s'adaptent aux conditions changeantes. Cette transformation fondamentale offre d'importantes opportunités pour relever les défis complexes et interconnectés de la gestion mondiale de l'énergie.

Cette recherche se place au cœur de cette révolution, en se concentrant sur le déploiement de contrôleurs IA pour réguler deux aspects essentiels du réseau électrique.

D'une part, l'optimisation du système de régulation automatique vise à maintenir la stabilité du réseau en ajustant automatiquement et intelligemment la tension dans les limites admissibles, grâce à l'utilisation proactive d'algorithmes mathématiques IA.

D'autre part, cette étude explore la pertinence des contrôleurs dans le contexte des micro-réseaux, avec un accent particulier sur l'intégration harmonieuse des énergies renouvelables, ces contrôleurs adaptatifs exploitent des données en temps réel pour prédire et répondre aux changements dans la production d'énergie renouvelable, atteignant ainsi l'objectif ambitieux d'optimiser l'utilisation des sources d'énergie tout en maintenant la stabilité et la fiabilité des sources d'énergie électrique locales.

Cette recherche s'inscrit donc dans une perspective innovante qui cherche à exploiter le potentiel de l'intelligence artificielle pour résoudre les complexités des réseaux électriques, avec des implications sur l'efficacité énergétique, la durabilité et la faisabilité et La résilience de l'électricité du futur.

Problématique :

La problématique centrale de mon sujet de recherche réside dans la nécessité de trouver des solutions novatrices pour surmonter les limitations inhérentes aux contrôleurs classiques lorsqu'ils sont confrontés aux défis complexes présentés par la non-linéarité et l'incertitude des réseaux électriques. Les contrôleurs traditionnels dévoilent souvent des lacunes dans leur capacité à anticiper, analyser et réagir de manière efficace aux changements dynamiques, à la nature non linéaire intrinsèque, ainsi qu'à l'incertitude inhérente à ces systèmes électriques complexes.

La recherche de solutions innovantes basées sur l'intelligence artificielle constitue une approche innovante et pertinente dans ce contexte. L'utilisation de l'intelligence artificielle offre la possibilité de dépasser les limites des méthodes conventionnelles en permettant aux contrôleurs d'apprendre des données en temps réel, de prédire la complexité et d'ajuster automatiquement leur réponse aux conditions changeantes du réseau électrique. Par conséquent, la recherche vise à exploiter le potentiel de l'AI pour surmonter les défis liés

à la non-linéarité, à la variabilité et à l'incertitude ouvrant ainsi la voie à des solutions de contrôle et d'adaptation plus fortes.

En adoptant une approche centrée sur l'intelligence artificielle, il est possible de repenser fondamentalement la manière dont nous abordons la régulation des réseaux électriques, offrant ainsi de nouvelles perspectives prometteuses pour l'avenir de la gestion intelligente de l'électricité.

Objectifs généraux et spécifiques :

Objectif général :

L'objectif principal de cette recherche est de concevoir des contrôleurs basés sur l'intelligence artificielle capables de réguler la tension de manière efficace pour les réseaux électriques.

Pour atteindre cet objectif, l'application de ces régulateurs se concentrera sur deux aspects importants du réseau : les AVR et les micro-réseaux AC/DC qui intègrent des sources d'énergie renouvelables.

Objectifs spécifiques :

1.1-Mettre en œuvre un modèle d'AVR (Régulateur de Tension Automatique) dans l'environnement Matlab/Simulink en vue de la simulation.

1.2-Réaliser la simulation du système en mode boucle fermée.

1.3-Assurer la régulation du système à l'aide d'un régulateur PID simple et l'AVR.

1.4- Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur basé sur la logique floue.

1.5- Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur basé sur les réseaux de neurones.

1.6- Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur hybride de type neuro-flou.

Et par la suite :

2.1-Concevoir et modéliser les composants d'un micro-réseau DC/AC comprenant un panneau photovoltaïque.

2.2-Modéliser un contrôleur non linéaire en utilisant une approche robuste basée sur le contrôle par mode de glissement super-twisting.

2.3- Conception d'un régulateur flou qui va générer la référence du courant qui doit être injecté ou absorbé par le supercondensateur .

2.4-Mettre en œuvre une commande MPPT basée sur les réseaux de neurones afin d'optimiser le fonctionnement du panneau photovoltaïque.

2.5- Optimisation des gains du régulateur non-linaire :

2.6-simulation du micro-réseau.

État de l'art

L'état actuel de la technique en matière de contrôle et de stabilité des réseaux électriques axés sur les niveaux de tension et de courant est un domaine complexe qui aborde les opportunités et les problèmes en constante évolution dans le contexte des systèmes électriques modernes.

Le développement de la stabilité et du contrôle des réseaux électriques dépend également de l'idée du Smart Grid, qui est une infrastructure dynamique en temps réel créée pour répondre à la demande croissante des systèmes électriques. L'amélioration de l'efficacité et la prise en charge d'une variété de sources d'énergie ne sont que quelques-uns des avantages qu'il offre. En outre, le réseau intelligent est considéré comme un remède possible à un certain nombre de défis auxquels est confronté le secteur de l'énergie,

notamment l'intégration des ressources énergétiques distribuées (DER), la fiabilité du réseau et l'amélioration de l'automatisation de la distribution [4].

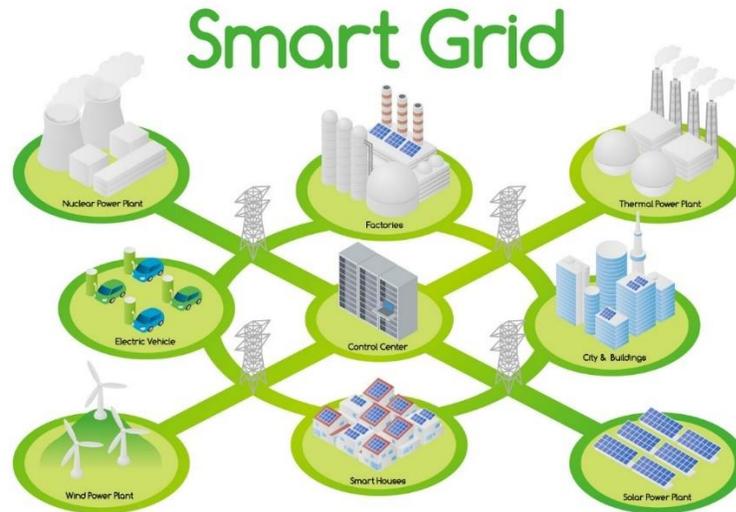


Figure 1 : Schéma synoptique d'une smartgrid.

Un autre élément crucial de la stabilité du réseau dans les réseaux intelligents est la régulation de la tension, notamment lorsqu'il s'agit de l'intégration de sources d'énergie renouvelables d'où la nécessité d'élaborer des plans pratiques pour soutenir les sources d'énergie solaire et éolienne tout en maintenant la stabilité de la tension [12].

En plus, les micro-réseaux sont de plus en plus connus pour leur capacité à intégrer des sources d'énergie renouvelables à petite échelle. Ces micro-réseaux appartiennent à l'une des trois catégories suivantes : systèmes hybrides AC à DC, DC ou AC. Chacun présente des difficultés de contrôle particulières. Une stratégie très appréciée consiste à utiliser des systèmes de contrôle hiérarchiques, tels que des contrôles primaires, secondaires et tertiaires. On pense que les micro-réseaux hybrides CA/CC en particulier offrent des avantages en termes d'efficacité et d'économie, mais ils nécessitent également des systèmes de contrôle complexes [1]. Deux études différentes publiées en 2018 par Alam et en 2019 par Arfeen, ont mis l'accent sur la gestion des systèmes de production distribuée dans les applications de micro-réseaux, en mettant en évidence la fonction des onduleurs de source de tension, des sources d'énergie renouvelables et des contrôleurs [3-4].

De plus, en 2010 le chercheur Gupta a étudié l'utilisation de contrôleurs Flexible AC Transmission Systems (FACTS), Afin de réduire l'instabilité de tension, ces contrôleurs offrent une assistance cruciale et des opérations de contrôle synchronisées [6].

À mesure que les systèmes électriques modernes s'adaptent aux sources d'énergie renouvelables et aux technologies de pointe, les développements et les domaines de recherche des réseaux électriques sont essentiels pour garantir la fiabilité, l'efficacité et la résilience de ces systèmes.

Contrôle des réseaux électriques

Les techniques classiques de maintien de la stabilité et du contrôle des réseaux électriques, notamment en ce qui concerne les régulateurs automatiques de tension (AVR) et les micro-réseaux, ont reçu beaucoup d'attention car elles sont essentielles au fonctionnement fiable et efficace des systèmes électriques contemporains.

En plus, les micro-réseaux, qui intègrent des DER, sont devenus un composant essentiel des systèmes électriques. Ils fournissent une petite plate-forme avec des DER, des charges, des dispositifs de stockage et des convertisseurs de source de tension pouvant fonctionner en mode autonome et connecté au réseau. Cependant, des problèmes de contrôle, de protection, de stabilité et de fiabilité ont été soulevés par l'intégration des micro-réseaux dans les systèmes électriques conventionnels. L'un des défis permanents de la commercialisation des micro-réseaux et de leur mise en œuvre en temps réel est leur efficacité [10].

La stabilité de la tension est un élément crucial des systèmes électriques et peut être divisée en trois catégories : stabilité statique, dynamique et résultante. La capacité du système à reprendre son fonctionnement normal après des perturbations mineures est appelée stabilité statique, tandis que la capacité du système à se remettre de perturbations plus importantes est appelée stabilité dynamique et résultante. Étant donné que la stabilité qui en résulte concerne la condition la plus dangereuse et stricte d'un système électrique [8]. Dans une recherche publiée en 2021, Mehta a développé plusieurs méthodes de contrôle pour améliorer la stabilité des micro-réseaux. L'étude examine la stabilité sous plusieurs angles,

tels que la stabilité de la tension, des transitoires et des petits signaux. La discussion sur la stabilité des petits signaux prend en compte les caractéristiques de rétroaction, les limitations de la production d'énergie et les charges incertaines. Les facteurs qui provoquent une instabilité transitoire, tels que l'instabilité induite par des pannes, le délestage et les modes d'ilotage, sont étudiés de manière approfondie. Le déséquilibre de puissance, les différents scénarios de panne, le délestage et les fluctuations de tension sont tous pris en compte [9].

Les régulateurs de tension automatiques (AVR) sont un type d'élément de contrôle traditionnel utilisé dans les systèmes électriques pour assurer la stabilité de la tension. Le modèle mathématique et la conception d'un contrôleur AVR robuste et résilient sont présentés dans une recherche publiée en 2020 par le chercheur Elsisi, en mettant l'accent sur les difficultés provoquées par les fluctuations des gains du contrôleur et les incertitudes dans les paramètres du modèle d'usine. Afin de garantir une stabilité robuste et une non-fragilité, l'article discute la méthodologie proposée de conception et d'optimisation du contrôleur PID qui prend en compte les perturbations de gain et les incertitudes du modèle d'usine [5].

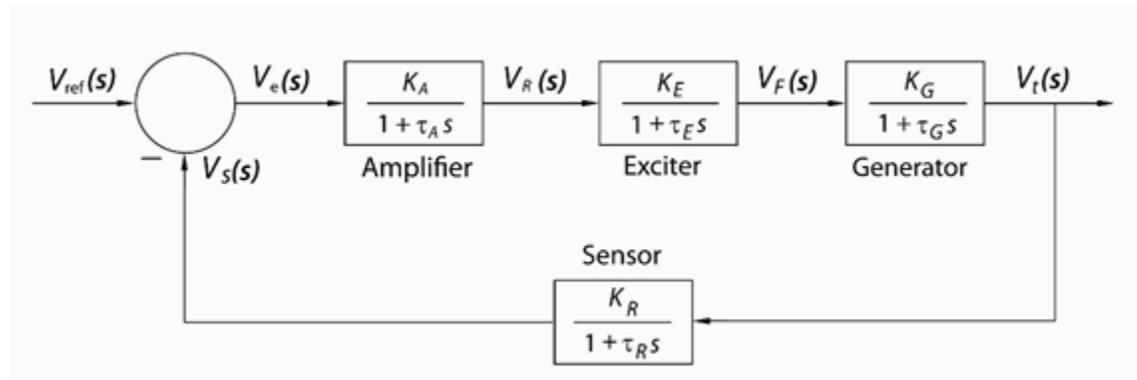


Figure 2: schéma synoptique d'un contrôleur AVR.

En résumé, les techniques traditionnelles de maintien de la stabilité et du contrôle des réseaux électriques, en particulier au niveau des AVR et des micro-réseaux, sont des éléments cruciaux des systèmes électriques contemporains. Afin de répondre aux exigences des systèmes électriques contemporains et à la complexité posée par l'intégration des

énergies renouvelables, ces techniques de contrôle traditionnelles sont encore en cours de perfectionnement.

Contrôle et régulation des micro-réseaux grâce à l'intelligence artificielle

Les techniques d'intelligence artificielle (IA) ont considérablement avancé les méthodes de contrôle et de régulation des systèmes électriques, en particulier dans le contexte des micro-réseaux.

L'application de l'IA au contrôle des micro-réseaux est particulièrement pertinente. Les micro-réseaux présentent de nombreux défis en matière de gestion de l'énergie car ils incluent des DER non distribuables. Le Deep Learning et le Deep Reinforcement Learning, deux approches de l'IA, apportent des réponses prometteuses à ces problématiques. Ces techniques d'IA se sont révélées efficaces dans les processus décisionnels et fournissent une solution pratique aux problèmes liés aux topologies complexes des réseaux électriques [14].

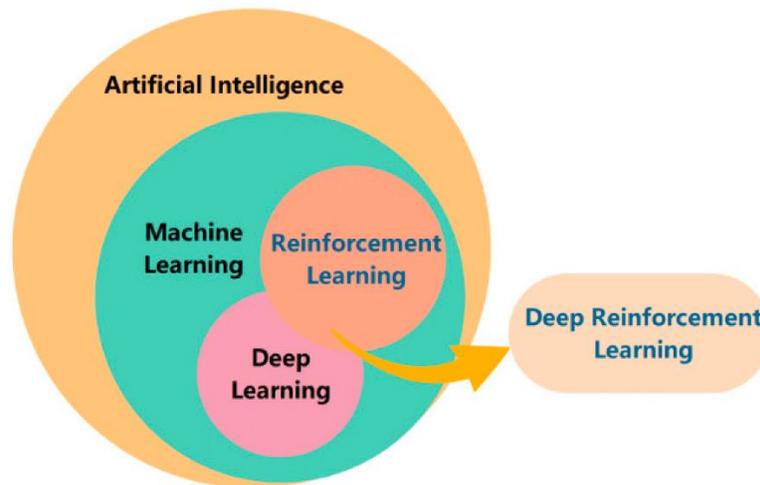


Figure 3: les domaines de l'intelligence artificielle.

Plusieurs recherches ont souligné la nécessité de l'IA pour améliorer le contrôle et le fonctionnement dans les environnements de micro-réseaux dynamiques. Les techniques de contrôle traditionnelles ne suffisent pas pour gérer les nombreux DER et l'évolution de la dynamique des micro-réseaux dans les réseaux intelligents et surtout au niveau de contrôle hiérarchiques des micro-réseaux [13].

En 2022, le chercheur Sumarmad a exploré l'utilisation des réseaux de neurones artificiels (ANN), des contrôleurs proportionnels-intégraux-dérivés (PID) et de logique floue dans le domaine du contrôle de tension et de la gestion de l'énergie dans les micro-réseaux. En contrôlant la fréquence et la tension, ces contrôleurs sont essentiels au maintien de la stabilité des micro-réseaux. L'application de ces contrôleurs dans un micro-réseau avec stockage d'énergie, sources d'énergie renouvelables et connexions au réseau est étudiée dans cette recherche. Les résultats de la simulation démontrent l'efficacité des contrôleurs à logique floue, ANN et PID en tant que solutions réalisables pour la gestion de l'énergie des micro-réseaux [11]. En suite le chercheur Khaleel en 2023 a proposé un résumé détaillé des nombreuses méthodes de contrôle intelligentes utilisées dans les micro-réseaux. Les réseaux de neurones, les contrôleurs bayésiens, l'apprentissage par renforcement profond et le contrôle prédictif de modèles font partie de ces méthodes. L'étude met en évidence les avantages et les inconvénients de chaque technique tout en soulignant comment elle peut améliorer la stabilité et l'efficacité énergétique des systèmes de micro-réseaux [7].

Par la suite la chercheur Zehra explore une nouvelle approche de contrôle de l'intelligence artificielle (IA) pour un micro-réseau DC qui intègre un système hybride de stockage d'énergie hydrogène-électrique, allant au-delà de la portée des micro-réseaux. L'étude présente la gestion de l'énergie basée sur la logique floue et le contrôle du mode glissant de premier ordre basé sur la fonction de barrière non linéaire (NBFFOSMC). Le système mentionné ci-dessus se présente comme suit :

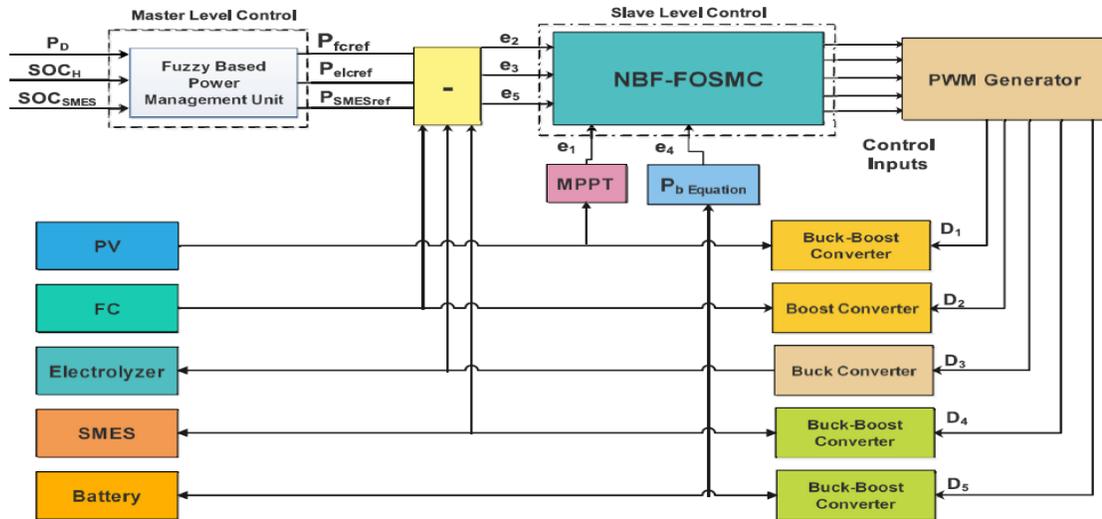


Figure 4: schéma du contrôleur en mode glissant de premier ordre basé sur la fonction de barrière non linéaire (NBFOSMC)

Le contrôleur proposé garantit la stabilité asymptotique globale et démontre une robustesse aux perturbations. Les expériences de matériel dans la boucle menées pour valider la mise en œuvre en temps réel de ces contrôleurs montrent qu'ils réussissent à suivre les puissances de sortie souhaitées et à contrôler la tension du bus CC [15].

L'intégration des techniques d'IA dans les méthodes de contrôle et de régulation, en particulier dans les domaines de la production et des micro-réseaux, constitue donc une voie prometteuse pour relever les complexités et les défis posés par les systèmes électriques modernes. Ces solutions basées sur l'IA offrent le potentiel d'améliorer la stabilité, l'efficacité et la fiabilité des systèmes électriques tout en facilitant la transition vers des réseaux énergétiques plus durables et plus résilients.

Hypothèses de recherche :

Dans ce travail on va considérer les hypothèses suivantes :

- ✚ L'alternateur qui fonctionne avec le contrôleur AVR ne fonctionne pas dans la zone de saturation.

- ✚ Les variations du courant et de la tension dans le stator de l'alternateur sont lentes par rapport à celles du rotor.
- ✚ La vitesse angulaire ω de l'alternateur est approximativement constante.
- ✚ Les inductances L_d et L_q sont constantes et nulles.
- ✚ Nous n'avons pas une absence totale d'ensoleillement lors du fonctionnement du micro-réseau électrique.
- ✚ Lors de la transformation de Laplace, nous considérerons que toutes les conditions initiales sont nulles.

Méthodologie :

Dans le cadre de ce projet, on va entreprendre la mise en œuvre d'un modèle d'AVR (Régulateur de Tension Automatique) dans l'environnement Matlab/Simulink pour la simulation. La simulation du système sera réalisée en mode boucle fermée, assurant ainsi la régulation du système à l'aide d'un régulateur PID simple et de l'AVR. En outre, on explorera différentes approches de régulation, notamment en stabilisant la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur basé sur la logique floue, aussi avec un régulateur basé sur les réseaux de neurones. Enfin, on mettra en place un régulateur hybride de type neuro-flou pour stabiliser efficacement la tension de l'alternateur, offrant ainsi une solution innovante et robuste pour la gestion de la tension dans ce contexte spécifique.

Par la suite on va concevoir et modéliser les composants d'un micro-réseau DC/AC comprenant un panneau photovoltaïque. On va également modéliser un contrôleur non linéaire en utilisant une approche robuste basée sur le contrôle par mode de glissement super-twisting. Ensuite, on va concevoir un régulateur flou qui générera la référence du courant devant être injecté ou absorbé par le supercondensateur. De plus, on va mettre en œuvre une commande MPPT basée sur les réseaux de neurones afin d'optimiser le fonctionnement du panneau photovoltaïque. Pour finir, on va optimiser les gains du régulateur non linéaire et réaliser la simulation du micro-réseau.

Chapitre 1 : généralités sur Les réseaux électriques

Un réseau électrique représente un ensemble plus ou moins disponible d'infrastructures énergétiques, facilitant le transport de l'électricité des centres de production vers les consommateurs. Il se compose de lignes électriques opérant à divers niveaux de tension et interconnectées au sein de postes électriques. Ces postes électriques jouent un rôle essentiel en permettant la distribution de l'électricité et en facilitant les ajustements de tension grâce à l'utilisation de transformateurs.

Par ailleurs, un réseau électrique doit garantir une gestion dynamique complète, englobant la production, le transport et la consommation d'électricité. Cela implique la mise en œuvre de réglages visant à maintenir la stabilité globale du système. Le chapitre à suivre explore de manière globale les principes fondamentaux des réseaux électriques, tout en mettant en évidence les particularités de la recherche axée sur les réseaux électriques canadiens.

1.1 Historique des réseaux électriques

L'histoire des réseaux électriques remonte au 19^e siècle, marquant une période de révolution industrielle où l'électricité a été reconnue comme une force transformative pour la société. Voici un aperçu de l'évolution historique des réseaux électriques :

1.1.1 Les Prémices de l'Électricité

Le développement des réseaux électriques a été précédé par des découvertes majeures dans le domaine de l'électricité. Les travaux pionniers de scientifiques tels que Michael Faraday et Alessandro Volta ont jeté les bases théoriques et expérimentales nécessaires à la compréhension de l'électricité.

1.1.2 Éclairage Public et Premiers Réseaux Locaux (fin du 19e siècle)

Les premières applications pratiques de l'électricité ont commencé par l'éclairage public. Au cours des années 1870 et 1880, des réseaux électriques locaux ont vu le jour dans les grandes villes, alimentant principalement l'éclairage des rues et des bâtiments. Thomas Edison, avec la création de la première centrale électrique à Pearl Street à New York en 1882, a marqué une étape cruciale en proposant une distribution centralisée de l'électricité.

1.1.3 Expansion des Réseaux (début du 20e siècle)

Au début du 20e siècle, les réseaux électriques se sont étendus pour inclure une gamme croissante d'applications. L'électrification des foyers, des industries et des transports a stimulé la croissance des infrastructures. L'essor de l'énergie hydroélectrique a été particulièrement significatif, avec des centrales électriques construites près de chutes d'eau pour exploiter l'énergie hydraulique.

1.1.4 L'Ère de la Ruralité (milieu du 20e siècle)

Pendant les années 1930 à 1950, des programmes d'électrification rurale ont été lancés dans de nombreux pays, y compris aux États-Unis et au Canada. Ces initiatives ont permis d'apporter l'électricité dans des régions éloignées, améliorant la qualité de vie et stimulant le développement économique.

1.1.5 Technologies Avancées et Interconnexions (depuis les années 1970)

À partir des années 1970, les réseaux électriques ont connu une transformation majeure avec l'introduction de technologies avancées. L'automatisation, la numérisation et les systèmes de contrôle sophistiqués ont amélioré l'efficacité opérationnelle et la fiabilité. De plus, l'interconnexion des réseaux électriques régionaux et internationaux a permis une gestion plus efficace des ressources énergétiques.

1.1.6. Transition Énergétique et Diversification (21e siècle)

Le 21e siècle a vu émerger une transition vers des sources d'énergie plus durables. Les réseaux électriques ont dû s'adapter pour intégrer des énergies renouvelables telles que l'éolien et le solaire. Les réseaux intelligents, utilisant des technologies avancées de

communication, ont également été déployés pour optimiser la distribution et la consommation d'électricité

1.2 Production de l'énergie électrique

La production d'énergie électrique est un processus complexe qui repose sur une variété de sources et de technologies pour répondre à la demande croissante en électricité. Voici un aperçu des différentes méthodes de production d'énergie électrique :

1.2.1 Centrales Thermiques

- *Centrales Thermiques à Combustibles Fossiles*

Les centrales thermiques à charbon, à gaz naturel et à pétrole sont parmi les sources les plus anciennes de production d'électricité. Elles génèrent de la chaleur en brûlant des combustibles fossiles pour produire de la vapeur, qui alimente ensuite des turbines connectées à des générateurs.

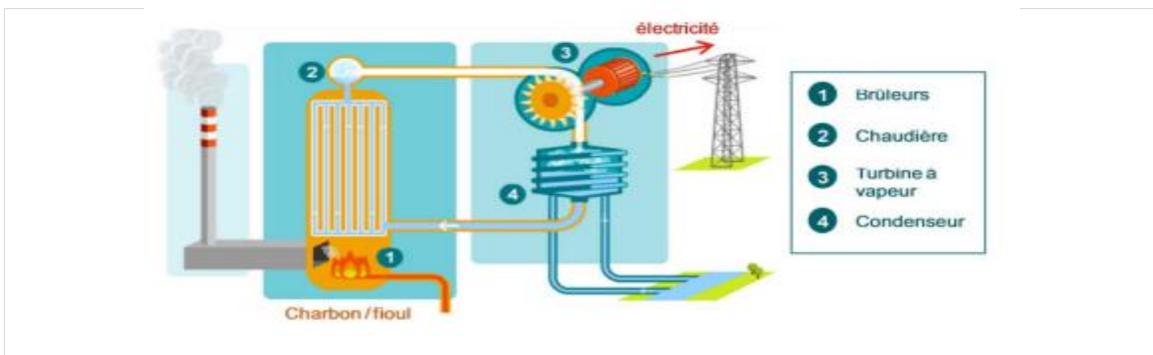


Figure 5: schéma synoptique d'une centrale Thermique à Combustibles Fossiles

- *Centrales Nucléaires*

Les centrales nucléaires exploitent l'énergie libérée lors de réactions nucléaires. L'énergie thermique générée chauffe de l'eau pour produire de la vapeur, qui fait tourner des turbines connectées à des générateurs électriques [16].

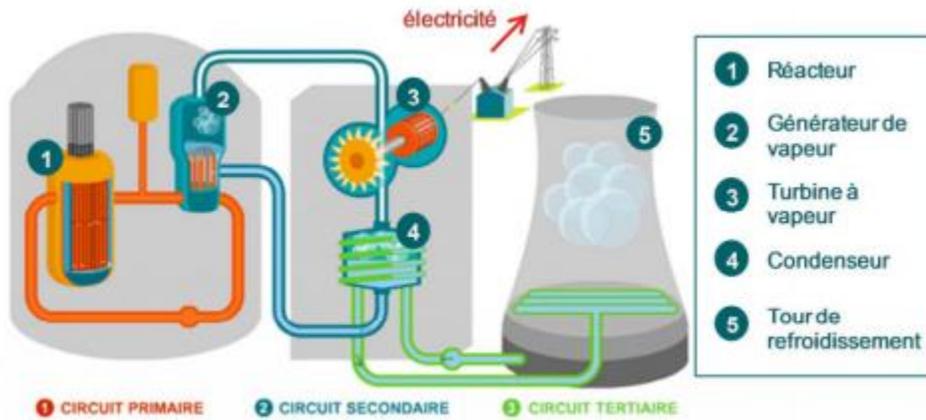


Figure 6: schéma synoptique d'une centrale nucléaire

1.2.2 Centrales Hydrauliques

- Centrales Hydrauliques au Fil de l'Eau

Ces centrales utilisent le débit naturel des cours d'eau pour faire tourner des turbines et produire de l'électricité. Elles sont souvent situées sur des rivières où le débit est constant.

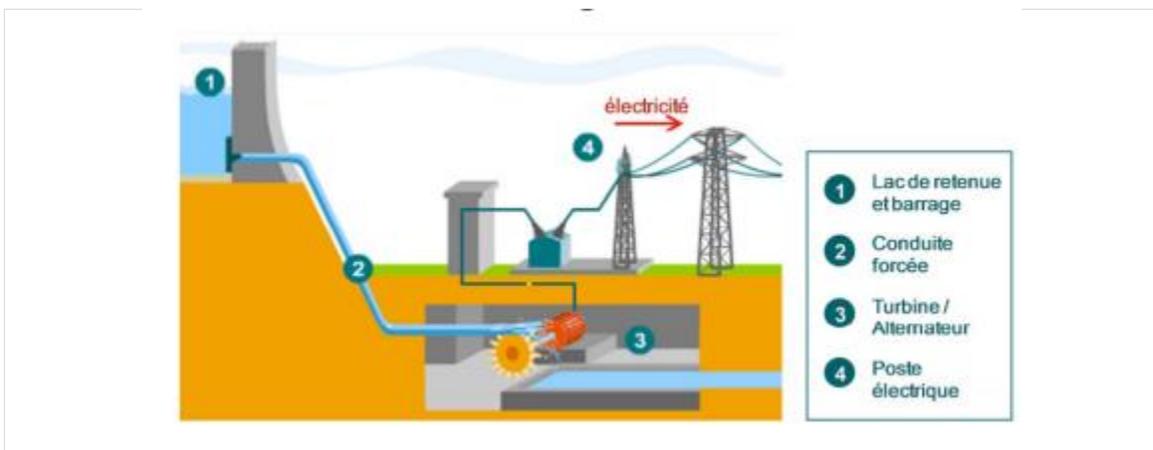


Figure 7 : Centrale de type lac

- Centrales Hydrauliques de Réservoir

Ces centrales stockent l'eau dans des réservoirs, libérant ensuite cette eau pour faire tourner les turbines. Cela permet une gestion plus flexible de la production d'électricité en fonction de la demande [16].

1.2.3 Énergies Renouvelables

- *Énergie Éolienne*

Les éoliennes convertissent l'énergie cinétique du vent en électricité. Les pales d'une éolienne sont entraînées par le vent, activant un générateur électrique [16].

- *Énergie Solaire*

Les panneaux solaires convertissent la lumière du soleil en électricité à travers le phénomène photovoltaïque. Cette technologie est largement utilisée dans les installations solaires photovoltaïques [16].

- *Énergie Biomasse*

La biomasse utilise des matières organiques telles que le bois, les déchets agricoles ou les résidus forestiers pour produire de l'électricité. Cela peut se faire par combustion directe ou par des processus de conversion thermique et chimique.[16]

- *Énergie Géothermique*

Les centrales géothermiques exploitent la chaleur provenant de l'intérieur de la Terre pour produire de l'électricité. Les réservoirs géothermiques fournissent de la vapeur pour alimenter les turbines.

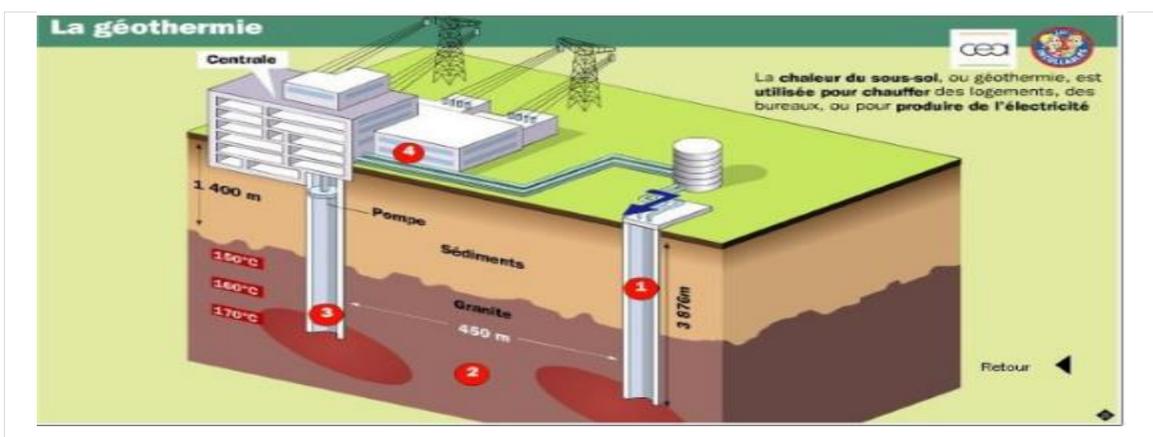


Figure 8: Centrale géothermique

1.2.4 Technologies Émergentes

- *Stockage d'Énergie*

Les technologies de stockage, telles que les batteries lithium-ion, gagnent en importance pour lisser la production d'électricité, stocker l'énergie excédentaire et garantir une alimentation constante [16].

- *Fusion Nucléaire*

Bien qu'encore en phase de développement, la fusion nucléaire, qui imite le processus qui alimente le soleil, est explorée comme une source d'énergie potentiellement révolutionnaire.

La diversité des sources d'énergie électrique reflète les défis de répondre à une demande croissante tout en minimisant l'impact sur l'environnement. La transition vers des sources renouvelables et des technologies innovantes représente l'avenir de la production d'énergie électrique [16].

1.3 Réseau de transport

Les réseaux de transport, opérant à des tensions élevées (50 kV à 400 kV), sont conçus pour acheminer l'énergie depuis les grands centres de production vers les zones de consommation d'électricité. En raison des importantes quantités d'énergie en transit, ces réseaux nécessitent des lignes électriques dotées d'une capacité de transit élevée et adoptent une structure maillée, garantissant une interconnexion efficace. Cette configuration maillée assure une sécurité d'alimentation remarquable, car la perte de tout élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'occasionne aucune interruption de l'alimentation électrique, à condition que l'exploitant du réseau respecte la règle du « N-1 » (capacité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs) [17].

1.3.1 Les Voies du Transport

- *Lignes de Transmission*

Les lignes de transmission, souvent visibles sous la forme de pylônes majestueux traversant les paysages, sont les artères du réseau électrique. Ces lignes à haute tension permettent le transfert efficace de l'électricité sur de grandes distances. Des technologies évoluées, telles que les lignes à courant continu haute tension (HVDC), offrent une capacité accrue et réduisent les pertes d'énergie en transit.

- *Câbles Souterrains*

Là où l'esthétique ou les contraintes environnementales dictent, les câbles souterrains entrent en jeu. Cette technologie permet de transporter l'électricité de manière discrète, minimisant l'impact visuel tout en garantissant une transmission sécurisée. Bien que plus coûteux à installer et à entretenir, les câbles souterrains sont souvent privilégiés dans les zones urbaines denses.

1.3.2 Défis du Transport de l'Énergie

- *Pertes en Ligne*

Le transport de l'énergie électrique n'est pas sans son lot de défis. Les pertes en ligne, résultant de la résistance naturelle des câbles et des composants du réseau, peuvent réduire l'efficacité du transport sur de longues distances. Les ingénieurs travaillent constamment à minimiser ces pertes grâce à des matériaux conducteurs plus performants et à des technologies de régulation plus avancées.

- *Stabilité et Contrôle*

Le maintien de la stabilité du réseau électrique lors du transport de l'énergie sur de longues distances est une tâche complexe, impliquant des systèmes sophistiqués de contrôle et de régulation. La stabilité du réseau est cruciale pour éviter les perturbations, les pannes de courant et assurer une distribution fiable de l'électricité aux consommateurs finaux. Cette section explore les défis liés à la stabilité du réseau et les technologies utilisées pour le contrôle optimal de l'énergie en transit.

1.3.3 Innovations dans le Transport de l'Énergie

- *Lignes à Courant Continu Haute Tension (HVDC)*

Les lignes HVDC représentent une avancée majeure dans le transport de l'énergie. Grâce à la conversion de l'électricité en courant continu, ces lignes minimisent les pertes en ligne et permettent des transferts d'énergie sur des distances considérables. Elles sont particulièrement utiles pour connecter des réseaux électriques distincts.

- *Supergrids et Interconnexions Internationales*

Les supergrids, formés par l'interconnexion de plusieurs réseaux électriques, émergent comme une solution pour optimiser le transport de l'énergie à l'échelle mondiale. Les interconnexions internationales permettent des échanges d'électricité entre pays, favorisant la stabilité, la résilience et l'utilisation plus efficace des ressources énergétiques.

1.3.4 Durabilité et Futur du Transport de l'Énergie

- *Énergies Renouvelables et Stockage*

L'évolution vers des sources d'énergie renouvelable accentue l'importance du transport de l'électricité. Les zones riches en ressources renouvelables, telles que les parcs éoliens ou solaires, peuvent être éloignées des centres de consommation. Les innovations en matière de stockage d'énergie, couplées au transport efficace, facilitent l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau.

- *Intelligence Artificielle et Réseaux Intelligents*

L'application de l'intelligence artificielle et des réseaux intelligents transforme la gestion du transport de l'électricité. Des algorithmes avancés optimisent les flux d'énergie, préviennent les pannes et améliorent la réactivité du réseau. Ces technologies sont essentielles pour répondre à la demande croissante d'électricité et garantir une distribution stable.

1.4 Réseau de distribution

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- Les réseaux moyenne tension (anciennement MT devenu HTA de 1 à 50 kV) ;
- Les réseaux basse tension (BT de 50 à 1 000 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs (entreprises et locaux d'habitations) « tarif à puissance limitée » 12 kVA au plus en 230 V (60 A) et 36 kVA maxi en $\frac{230}{400}$ V (60 A) ou « tarif à puissance surveillée » en 400 V de 36 à 250 kVA (60 à 400 A).

Contrairement aux réseaux de transport et répartition, les réseaux de distribution présentent une grande diversité de solutions techniques à la fois selon les pays concernés, ainsi que selon la densité de population.

Les réseaux à moyenne tension (HTA) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes HTA/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique HTA entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent.

Les ossatures des réseaux à moyenne tension (HTA) européens ne sont constituées que des trois phases, alors qu'en Amérique du Nord le fil de neutre est également distribué (trois phases plus une neutre). Les dérivations HTA quant à elles peuvent être constituées d'un fil (cas de l'Australie où le retour de courant s'effectue par la terre) à quatre fils (cas des États-Unis), ou encore systématiquement trois fils (les trois phases) comme le réseau français.

Les réseaux HTA aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Cependant en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains. Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas

d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation.

Les réseaux BT résultent de la structure des réseaux HTA : en Amérique du Nord les réseaux monophasés sont courants (un neutre plus une phase), tandis qu'en Europe la distribution triphasée avec fil de neutre est très majoritaire (un neutre plus trois phases). La structure arborescente est là aussi de loin la plus répandue, car elle est à la fois simple, bon marché, et permet une exploitation facile [17].

1.5 Réseau électrique Canadien

Depuis la fin du XIXe siècle, le secteur de l'électricité au Canada a exercé une influence significative sur les sphères économique et politique du pays. L'organisation de ce secteur se base sur une structure provinciale et territoriale, où d'importantes entreprises publiques intégrées dominent la production, le transport et la distribution de l'électricité dans la plupart des provinces. Au cours de la dernière décennie, l'Ontario et l'Alberta ont mis en place des marchés de l'électricité pour encourager les investissements et favoriser la concurrence dans cette branche économique.

Le Canada occupe actuellement la troisième place mondiale en matière de production d'hydroélectricité, représentant 60 % de la production totale d'électricité du pays en 2020. Depuis les années 1960, d'importants projets hydroélectriques, notamment au Québec, en Colombie-Britannique, au Manitoba et à Terre-Neuve-et-Labrador, ont considérablement augmenté la capacité installée. Par exemple, en Ontario, les réacteurs nucléaires CANDU, de conception canadienne, ont fourni plus de la moitié de la demande provinciale en 2007.

Les ménages, les bureaux et les industries au Canada sont d'importants consommateurs d'électricité, souvent appelée "hydro" dans le pays. En 2019, la consommation moyenne annuelle d'énergie électrique par habitant au Canada se classait parmi les plus élevées au monde, atteignant en moyenne 15 018 kWh, soit 4,6 fois la moyenne mondiale et 18 % de plus que la consommation aux États-Unis [22].

1.5.1 Organisation :

L'électricité au Canada est gérée à l'échelle provinciale et territoriale, conformément aux compétences constitutionnelles des provinces sur les ressources naturelles. La libéralisation du marché dans les années 1990 a introduit des changements majeurs, tels que la séparation fonctionnelle des activités de production, de transport et de distribution d'électricité, visant à stimuler la concurrence sur les marchés. Cela répond également aux exigences de l'ordonnance 888 de la Federal Energy Regulatory Commission et d'autres règles du marché américain, surtout pour les provinces exportatrices telles que le Québec et la Colombie-Britannique. La plupart des gouvernements provinciaux restent directement impliqués dans le marché de l'électricité en tant qu'opérateurs d'une part variable du réseau électrique.

Dans de nombreuses provinces et territoires, les sociétés d'électricité sont des entreprises de la Couronne intégrées verticalement, fonctionnant en tant que monopoles légaux. Cela est observé au Nouveau-Brunswick, au Québec, au Manitoba, en Saskatchewan, en Colombie-Britannique et au Nunavut. Un autre modèle inclut une société de la Couronne jouant un rôle variable dans la production et le transport de l'électricité, tandis que l'exploitation du réseau de distribution est confiée au secteur privé. C'est le cas à Terre-Neuve-et-Labrador, au Yukon, aux Territoires du Nord-Ouest et, dans une moindre mesure, à l'Île-du-Prince-Édouard. La Nouvelle-Écosse a privatisé son monopole légal avec Nova Scotia Power en 1992.

Deux provinces, l'Ontario et l'Alberta, ont déréglementé leurs industries de l'électricité à divers degrés au cours de la dernière décennie. Les deux ont introduit des marchés de l'électricité, mais avec des différences significatives. Le marché de l'Ontario est un hybride, où l'Ontario Power Authority gère les contrats d'approvisionnement, la planification intégrée du système et l'administration des prix réglementés pour la majeure partie de la production et de la charge. En Alberta, les activités de production sont compétitives, tandis que le transport et la distribution restent réglementés.

Certaines municipalités exploitent des réseaux de distribution locaux, et des entreprises municipales telles qu'EPCOR à Edmonton jouent un rôle important dans la production d'électricité.

Le gouvernement fédéral, par le biais de l'Office national de l'énergie, délivre des permis pour les lignes de transport d'électricité interprovinciales ou internationales. La Commission canadienne de sûreté nucléaire régule les centrales nucléaires, et les responsabilités en matière de réglementation environnementale sont partagées entre le gouvernement fédéral et les provinces.

Certaines grandes entreprises industrielles, notamment dans la transformation de l'aluminium et le secteur des pâtes et papiers, ont investi massivement dans des installations de production électrique. À titre d'exemple, Rio Tinto Alcan possède sept centrales hydroélectriques au Québec et en Colombie-Britannique, totalisant une puissance installée d'environ 3 300 mégawatts.

Ces dernières années, la déréglementation partielle ou complète des ventes en gros d'électricité a donné naissance à plusieurs producteurs indépendants, construisant et exploitant des centrales électriques, vendant leur production à long terme ou sur les marchés horaires ou du lendemain, lorsque de tels marchés existent [22-23-24].

1.5.2 Production

En 2007, le Canada a généré une quantité totale de 617,5 térawatts-heures (TWh) d'électricité, le plaçant au 7^e rang mondial. À travers le pays, de l'Atlantique au Pacifique, sont réparties quelque 822 centrales, cumulant une puissance installée totale de 124 240 mégawatts (MW). Parmi celles-ci, les 100 plus grandes centrales électriques au Canada présentent une puissance installée combinée de 102 341 mégawatts.

Cette année-là, la répartition des types de production se distinguait principalement par la prédominance de l'hydroélectricité, représentant 58,7 % du total, suivie du charbon (16,7 %), de l'énergie nucléaire (15,5 %), du gaz naturel (6,6 %), du fioul (1,2 %), de l'éolien (0,5

%) et de la biomasse (0,3 %). Les sources diverses, telles que le coke de pétrole, contribuaient à hauteur de 0,7 % de la production totale.

Cependant, ces chiffres ne capturent pas pleinement la diversité des schémas d'approvisionnement au sein des provinces. Les provinces traditionnellement orientées vers le charbon, telles que l'Alberta (73,6 %), la Saskatchewan (61 %) et la Nouvelle-Écosse (58,6 %), continuent de favoriser les centrales thermiques au charbon. Dans les provinces et territoires bénéficiant d'abondantes ressources hydrauliques, comme le Québec (94 %), la Colombie-Britannique (94,8 %), Terre-Neuve-et-Labrador (96,8 %), le Yukon (93,2 %) et les Territoires du Nord-Ouest (75,1 %), l'hydroélectricité demeure la principale source de production.

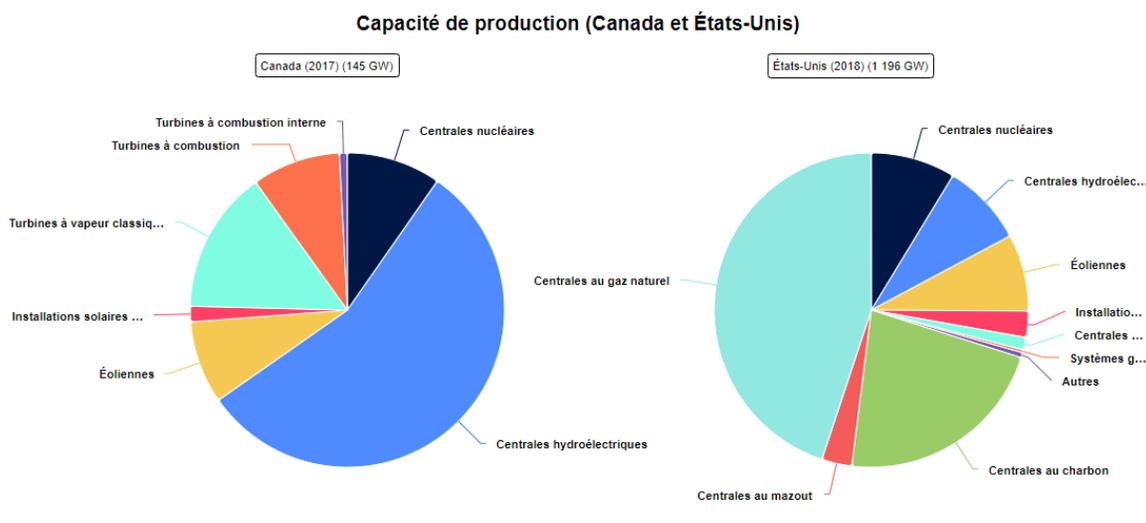
L'Ontario tire sa production principalement des trois centrales nucléaires construites entre 1966 et 1993 : Pickering, Bruce et Darlington. Le Nouveau-Brunswick, et par extension l'Île-du-Prince-Édouard qui acquiert 96 % de son électricité de la province voisine, possède un parc de production diversifié, incluant une centrale nucléaire ainsi que des centrales hydroélectriques et thermiques. Toutefois, la province doit composer avec la volatilité des prix du pétrole en raison de la composition de son parc de production.

Dans le cadre de l'accord de Paris sur le climat, le gouvernement canadien a annoncé en novembre 2016 que les provinces de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse, équipées de centrales au charbon à cette date, devraient soit les fermer complètement, comme l'envisage l'Alberta, soit recourir à des "technologies de capture et d'entreposage du carbone".

Les données spécifiques sur la puissance installée et la production d'électricité des provinces et territoires canadiens sont détaillées dans les tableaux ci-dessous, exprimées en mégawatts et en gigawattheures, basées sur les données de 2007 de Statistique Canada [22-25-26].

Type	Canada	T.-N.L.	I.P.E.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	YK	N.-O.	NU
	mégawatts													
Hydro	73 436	6 796	0	404	923	37 459	8 350	5 029	855	909	12 609	78	25	0
Éolien et marémotrice	1 600,4	0	43,6	52,8	0	375,8	413,5	103,9	171,2	438,9	0	0,8	0	0
Thermique	49 204	557	158	2 006	3 612	3 183	23 403	494	2 853	10 503	2 223	32	126	54
Vapeur	27 212	490	67	1 686	2 149	1 126	9 748	119	2 213	7 845	1 769	0	0	0
Nucléaire	13 345	0	0	0	680	675	11 990	0	0	0	0	0	0	0
Combustion interne	593,5	24,0	0	0	14,3	129,2	66,2	9,5	0	103,9	61,0	32,2	98,9	54,3
Turbine à combustion	8 054	43	90	320	769	1 252	1 599	365	640	2 554	393	0	27	0
Puissance installée totale	124 240	7 353	201	2 463	4 535	41 018	32 166	5 627	3 879	11 851	14 832	111	151	54

Tableau 1: puissance installée des provinces canadiennes en fonction de la source d'énergie



Source des données : Pour le Canada – Statistique Canada, tableau 25-10-0022-01; pour les États-Unis – Données de l'Energy Information Administration. Données consultées en juillet 2020.

Figure 9: Capacité de production (Canada et états-Unis)

1.5.3 Réseau de transport :

Les réseaux de transport de l'électricité au Canada s'étendent sur une distance totale de 160 000 km³³. Ces réseaux suivent généralement une orientation nord-sud, en raison de la concentration des principaux centres de consommation dans le sud du pays, le long de la frontière des États-Unis, tandis que les grandes centrales hydroélectriques sont souvent situées dans des régions isolées au nord. Cette configuration particulière a incité les entreprises d'électricité canadiennes à innover. En novembre 1965, Hydro-Québec inaugurerait la première ligne à 735 kilovolts, reliant le complexe Manic-Outardes au poste

de Lévis³⁴. En 1972, Manitoba Hydro reliait les centrales du projet de la rivière Nelson à la région de Winnipeg par une ligne haute tension à courant continu, le Bipole I35.

Les réseaux canadiens sont étroitement intégrés aux réseaux électriques continentaux. Les entreprises d'électricité des provinces limitrophes des États-Unis participent aux organismes américains de fiabilité électrique, tels que le North American Electric Reliability Corporation (NERC). Les provinces Maritimes, le Québec et l'Ontario sont membres du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) en collaboration avec les États de la Nouvelle-Angleterre et de New York. Le Manitoba collabore au Midwest Reliability Organization (MRO), tandis que l'Alberta et la Colombie-Britannique participent au Western Electricity Coordinating Council (WECC).

Les entreprises électriques canadiennes investissent des sommes considérables pour maintenir leur infrastructure vieillissante et doivent également construire des postes et des lignes afin de connecter de nouvelles sources de production au réseau de transport en vrac. Par exemple, Hydro One avait prévu d'investir 2,3 milliards de dollars entre 2010 et 2012 dans une série de projets visant à connecter de nouvelles sources d'énergie renouvelable dans le cadre de la mise en œuvre du Green Energy Act³⁶. En Alberta, l'opérateur du réseau, l'AESO, recommande la construction d'une boucle à 240 kilovolts dans le sud de l'Alberta. Ce projet, évalué à 1,83 milliard de dollars, permettrait d'intégrer 2 700 mégawatts de nouvelle production éolienne³⁷. Au Québec, TransÉnergie a déposé une demande d'investissement de 1,47 milliard de dollars pour relier les parcs éoliens retenus dans le cadre de l'appel d'offres de 2005, qui doivent entrer en service entre 2011 et 2015³⁸ [22-27-28].

1.5.4 Distribution :

La distribution de l'électricité au Canada est un processus essentiel qui assure la fourniture d'énergie électrique aux consommateurs finaux, qu'il s'agisse de résidences, d'entreprises ou d'industries. Voici quelques points clés sur la distribution de l'électricité au Canada :

Structure du Secteur de la Distribution :

- *Organisation Provinciale* : Le secteur de la distribution de l'électricité est généralement organisé au niveau provincial. Chaque province a ses propres entreprises de distribution, souvent détenues par le gouvernement provincial ou des entreprises privées, selon le modèle en vigueur.
- *Sociétés de la Couronne* : Dans plusieurs provinces, les sociétés de distribution d'électricité sont des sociétés de la Couronne, ce qui signifie qu'elles sont détenues ou contrôlées par le gouvernement provincial.
- *Rôle des Utilités Publiques* : Les entreprises de distribution, souvent appelées utilités publiques, sont responsables de la construction, de l'exploitation et de l'entretien du réseau de distribution qui transporte l'électricité depuis les points de production jusqu'aux consommateurs finaux [28].

1.5.5 Défis et Initiatives :

- *Durabilité* : Les entreprises de distribution travaillent souvent à intégrer des sources d'énergie renouvelable dans leurs réseaux, contribuant ainsi aux objectifs nationaux de durabilité et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.
- *Modernisation* : La modernisation des réseaux de distribution est une priorité pour répondre aux besoins croissants en énergie, améliorer la résilience du réseau face aux perturbations, et intégrer les nouvelles technologies.

1.5.6 Réglementation et Surveillance :

- *Réglementation Provinciale* : La réglementation de la distribution de l'électricité relève généralement de la compétence provinciale, avec des organismes de réglementation provinciaux chargés de superviser les activités des entreprises de distribution.
- *Tarifification* : Les tarifs d'électricité, déterminés en fonction de divers facteurs tels que le coût de la production, de la transmission et de la distribution, sont régulièrement examinés et approuvés par les organismes de réglementation.

1.5.7 Innovations Futures :

- *Stockage d'Énergie* : Les entreprises de distribution explorent des solutions de stockage d'énergie pour faire face aux variations de la demande et intégrer davantage d'énergies renouvelables intermittentes.
- *Connectivité Intelligente* : La connectivité intelligente et les réseaux de distribution numériques continueront de jouer un rôle clé dans l'avenir pour optimiser la gestion de l'énergie [28-29].

1.6 Conclusion

En conclusion, l'exploration des réseaux électriques, avec un accent particulier sur le contexte canadien, révèle une trame complexe d'infrastructures cruciales qui alimentent la vie quotidienne et façonnent le développement économique du pays. Les réseaux électriques canadiens, tissés à travers des paysages variés et vastes, ont évolué au fil du temps pour répondre aux besoins changeants en énergie, aux avancées technologiques et aux aspirations croissantes en matière de durabilité.

L'histoire des réseaux électriques canadiens reflète une adaptation constante aux défis géographiques, climatiques et économiques, témoignant de l'ingéniosité et de la résilience nécessaires pour maintenir un approvisionnement électrique fiable et efficace. Des débuts modestes aux centrales hydroélectriques emblématiques, le réseau électrique canadien a grandi en envergure, tout en restant un élément central de la qualité de vie des Canadiens.

Les évolutions technologiques, telles que la numérisation et les réseaux intelligents, transforment rapidement la gestion des réseaux électriques, offrant des opportunités d'efficacité accrue, de flexibilité et d'intégration de sources d'énergie renouvelable. Les investissements dans la modernisation des infrastructures et la recherche de solutions innovantes sont essentiels pour relever les défis actuels et futurs du secteur électrique.

Dans le contexte canadien, la diversité des sources d'énergie, allant de l'hydroélectricité abondante à d'autres formes d'énergie propre, positionne le pays en tant que leader dans la transition vers une énergie plus durable. Les défis liés à la dispersion géographique des

centres de consommation et des sources de production nécessitent des approches innovantes, comme la mise en place de lignes à haute tension et l'intégration de technologies intelligentes.

Alors que le Canada s'engage à atteindre ses objectifs en matière de durabilité énergétique et de réduction des émissions, la gestion efficace des réseaux électriques jouera un rôle déterminant. L'engagement en faveur de l'innovation, couplé à une réglementation adaptative, contribuera à façonner un avenir énergétique plus propre et plus résilient pour les générations à venir. Ainsi, les réseaux électriques canadiens demeurent à la fois un reflet de l'histoire énergétique du pays et un terrain fertile pour les avancées technologiques qui façonneront son avenir énergétique.

Chapitre 2 : L'intelligence artificielle.

2.1 Généralité sur l'intelligence artificielle

L'Intelligence Artificielle, communément désignée par son acronyme IA, est un domaine multidisciplinaire de l'informatique qui se concentre sur la création de systèmes et d'algorithmes capables de réaliser des tâches qui, lorsqu'elles sont accomplies par un être humain, nécessitent généralement une intelligence humaine. L'IA vise à doter les machines de la capacité de penser, d'apprendre, de résoudre des problèmes, de comprendre le langage naturel, de percevoir le monde et de prendre des décisions autonomes.

L'une des caractéristiques fondamentales de l'IA est sa capacité à s'améliorer et à s'adapter avec l'expérience. Cela se fait principalement par le biais de l'apprentissage automatique, une sous-discipline de l'IA qui permet aux systèmes informatiques d'analyser des données, d'identifier des modèles et de prendre des décisions basées sur ces modèles sans être explicitement programmés pour chaque tâche.

L'IA peut être classée en deux catégories principales : l'IA faible (ou étroite) et l'IA forte. L'IA faible se réfère à des systèmes spécialisés qui excellent dans des tâches spécifiques, telles que la reconnaissance d'images, la traduction automatique ou la recommandation de produits. Ces systèmes sont limités à leurs domaines d'expertise et ne démontrent pas une intelligence générale. En revanche, l'IA forte est un concept hypothétique où les machines auraient une intelligence générale équivalente ou supérieure à celle d'un être humain, capable de résoudre n'importe quelle tâche intellectuelle. À ce jour, l'IA forte reste principalement dans le domaine de la science-fiction et de la spéculation.

L'IA englobe un large éventail de techniques et d'approches, notamment les réseaux de neurones artificiels, l'apprentissage automatique supervisé et non supervisé, le traitement automatique du langage naturel (NLP), la vision par ordinateur, la planification et la prise de décision, ainsi que la robotique. Elle est utilisée dans divers secteurs tels que la

médecine, les transports, la finance, l'industrie manufacturière, les jeux, la sécurité, et bien d'autres.

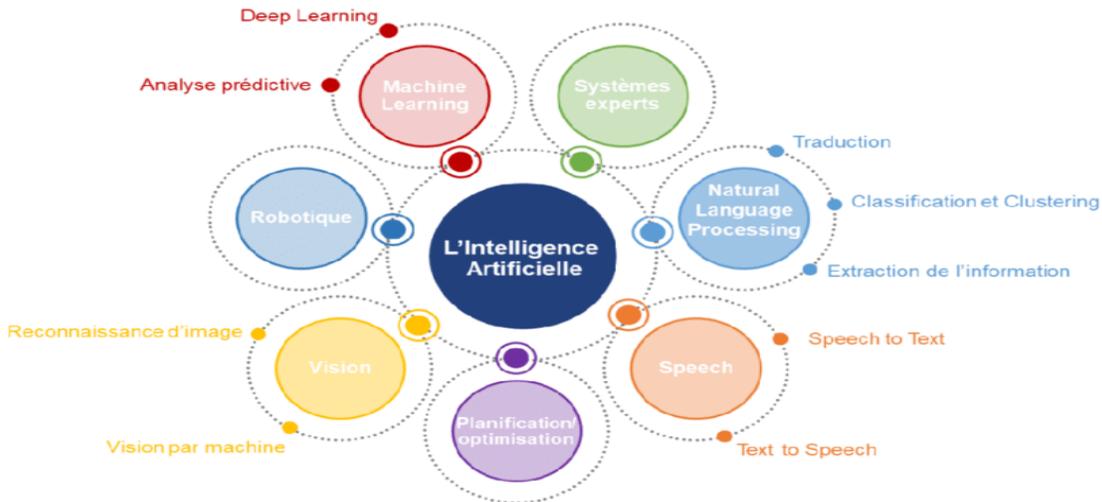


Figure 10 : Les applications de l'intelligence artificielle.

2.1 Historique et évolution de l'IA

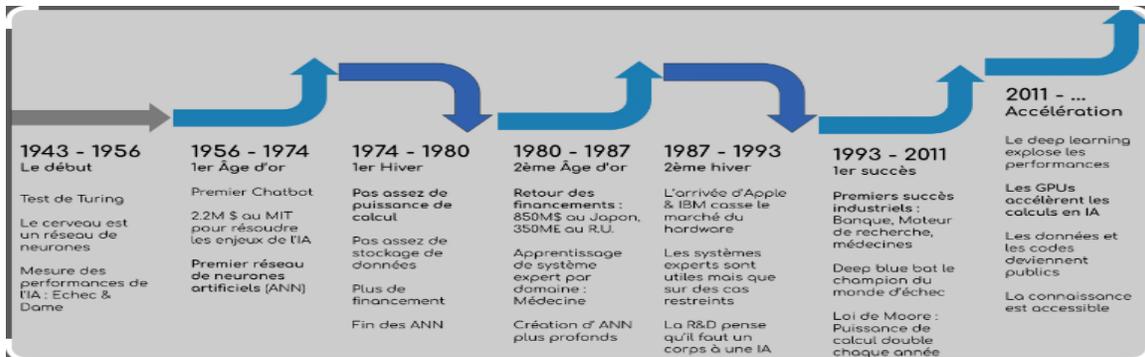


Figure 11: historique de l'intelligence artificielle

L'histoire de l'Intelligence Artificielle est marquée par des développements progressifs et des avancées significatives qui ont façonné le domaine au fil des décennies. Cette section explorera les principales étapes de l'évolution de l'IA, depuis ses débuts modestes jusqu'à son statut actuel en tant que domaine de pointe de la technologie.

2.2.1 Les prémices de l'IA (1950-1960)

- L'IA trouve ses racines dans les travaux pionniers d'Alan Turing, qui a formulé le concept de la "machine universelle" capable de simuler n'importe quel comportement humain.
- En 1956, la conférence de Dartmouth College marque le début de l'IA en tant que discipline de recherche formalisée, avec la participation de chercheurs tels que John McCarthy et Marvin Minsky.
- Les premiers programmes informatiques, comme le Logic Theorist de Newell et Simon, sont développés pour résoudre des problèmes symboliques.

2.2.2 L'âge de l'optimisme (1960-1970)

- L'IA connaît une période d'optimisme excessif, où l'on espère que les ordinateurs seront capables de comprendre le langage naturel et de résoudre des problèmes complexes.
- Le développement de l'apprentissage automatique et des réseaux de neurones artificiels commence à prendre de l'ampleur.
- Les systèmes de traitement automatique du langage naturel voient le jour, bien que leurs performances restent limitées.

2.2.3 L'hiver de l'IA (1970-1980)

- Des défis techniques et des attentes démesurées conduisent à une période de désillusion, appelée "l'hiver de l'IA", marquée par un financement réduit de la recherche.
- Cependant, des avancées majeures, telles que les systèmes experts, sont développées dans des applications industrielles.

2.2.4 La renaissance de l'IA (années 1980 à nos jours)

Les années 1980 ont été marquées par un renouveau de l'intérêt pour l'intelligence artificielle (IA), après la période difficile des années 1970. Cette renaissance a été alimentée par plusieurs facteurs, notamment des avancées technologiques, une meilleure compréhension des limitations des approches précédentes et une réorientation vers des méthodes plus efficaces.

L'une des avancées les plus significatives de cette période a été l'émergence de l'apprentissage automatique, une approche qui permet aux systèmes informatiques d'apprendre à partir de données et d'améliorer leurs performances avec l'expérience. Des algorithmes d'apprentissage automatique supervisé, tels que les réseaux de neurones artificiels, ont été largement étudiés et utilisés pour résoudre une variété de problèmes, allant de la reconnaissance de motifs à la prédiction de séquences.

Parallèlement, les chercheurs ont exploré des approches basées sur la connaissance, telles que les systèmes experts, qui utilisent des bases de connaissances formelles pour représenter et raisonner sur des domaines spécifiques. Bien que ces systèmes aient montré des résultats prometteurs dans des applications industrielles telles que le diagnostic médical et le contrôle de processus, leur adoption à grande échelle a été limitée par des défis de maintenance et de mise à jour des bases de connaissances.

Les ordinateurs devenant de plus en plus puissants et les ensembles de données de plus en plus vastes, les chercheurs ont pu explorer des approches plus complexes en matière d'apprentissage automatique, notamment l'apprentissage profond. Les réseaux de neurones profonds, composés de plusieurs couches de neurones artificiels, ont été capables de capturer des représentations hiérarchiques des données, ce qui leur a permis d'atteindre des performances remarquables dans des tâches telles que la reconnaissance d'images et la traduction automatique.

Au cours des dernières décennies, l'IA a connu une expansion exponentielle, avec des progrès remarquables dans des domaines tels que le traitement du langage naturel, la vision par ordinateur et la robotique. Aujourd'hui, l'IA est omniprésente dans notre

quotidien, avec des applications allant des assistants virtuels et des systèmes de recommandation aux véhicules autonomes et aux drones de livraison.

2.3 Importance et impact de l'IA dans la société moderne

L'Intelligence Artificielle (IA) est devenue un pilier fondamental de la société moderne, ayant un impact profond et diversifié dans de nombreux domaines. Cette section explore l'importance croissante de l'IA et son influence sur divers aspects de la vie quotidienne.

2.3.1 Transformation des industries

L'IA révolutionne les industries en automatisant les processus, en améliorant l'efficacité opérationnelle et en favorisant l'innovation. Dans le secteur manufacturier, par exemple, les robots autonomes équipés d'IA augmentent la productivité et réduisent les erreurs. Dans le domaine de la santé, l'IA aide les médecins dans le diagnostic et le traitement des maladies, tout en accélérant la découverte de nouveaux médicaments. Dans le secteur financier, les algorithmes d'IA analysent les données pour prédire les tendances du marché et optimiser les investissements.

2.3.2 Amélioration des services et de l'expérience utilisateur

Les applications d'IA améliorent les services et l'expérience utilisateur dans de nombreux domaines. Les chatbots et les assistants virtuels fournissent un support client 24h/24 et 7j/7, répondant aux questions et résolvant les problèmes de manière efficace. Les systèmes de recommandation utilisent l'IA pour personnaliser les suggestions d'achat, les recommandations de contenu et les expériences en ligne, ce qui améliore la satisfaction client et stimule les ventes.

2.3.3 Optimisation des processus et prise de décision

L'IA optimise les processus et améliore la prise de décision en analysant de grandes quantités de données et en identifiant des modèles complexes. Dans les entreprises, les systèmes d'IA aident à optimiser la chaîne d'approvisionnement, à prévoir la demande, à

gérer les stocks et à réduire les coûts. Dans le secteur public, l'IA est utilisée pour améliorer la gestion des ressources, la sécurité publique et la planification urbaine.

2.3.4 Développement de nouvelles applications et innovations

L'IA stimule l'innovation en ouvrant de nouvelles possibilités dans des domaines tels que la réalité virtuelle et augmentée, la reconnaissance vocale, la médecine personnalisée, les véhicules autonomes, la domotique et les dispositifs portables. Les startups et les grandes entreprises investissent massivement dans la recherche et le développement d'applications d'IA pour créer des produits et des services innovants qui répondent aux besoins changeants des consommateurs.

2.3.5 Défis éthiques et sociaux

Malgré ses nombreux avantages, l'IA soulève également des préoccupations éthiques et sociales. Les questions de confidentialité des données, de biais algorithmique, de perte d'emplois, de responsabilité et de sécurité sont devenues des sujets de préoccupation croissante. Il est essentiel de mettre en place des politiques et des réglementations appropriées pour encadrer l'utilisation responsable de l'IA et garantir qu'elle bénéficie à l'ensemble de la société.

2.4 Les mathématiques et la logique derrière l'IA

L'Intelligence Artificielle (IA) repose sur un fondement solide de mathématiques et de logique qui sous-tendent ses différentes techniques et approches. Cette section explore les principaux concepts mathématiques et logiques utilisés en IA.

2.4.1 Les fondements mathématiques de l'IA

- *Algèbre linéaire* : L'algèbre linéaire est largement utilisée en IA pour représenter et manipuler des données sous forme de vecteurs et de matrices. Les opérations telles que l'addition, la multiplication et la décomposition matricielle sont fondamentales pour de nombreuses techniques d'apprentissage automatique, notamment les réseaux de neurones.

- *Calcul différentiel et intégral* : Le calcul différentiel et intégral est utilisé pour optimiser les fonctions objectives lors de l'apprentissage automatique et pour résoudre des problèmes d'optimisation dans diverses applications d'IA.

2.4.2 La logique et le raisonnement en IA

- *Logique des prédicats* : La logique des prédicats étend la logique propositionnelle en permettant de quantifier sur les variables et de décrire des relations entre objets. Elle est utilisée dans des applications telles que la représentation des connaissances et le raisonnement logique.
- *Calcul propositionnel* : Le calcul propositionnel consiste à manipuler des symboles logiques pour déduire de nouvelles informations à partir de propositions existantes. Il est utilisé dans des systèmes de raisonnement automatisé et dans la résolution de problèmes logiques complexes.

2.4.3 Les techniques mathématiques avancées en IA

- *Optimisation* : Les techniques d'optimisation sont utilisées pour ajuster les paramètres des modèles d'IA afin de minimiser une fonction de perte ou d'objectif. Des algorithmes d'optimisation tels que la descente de gradient sont largement utilisés dans l'apprentissage automatique.
- *Théorie de l'information* : La théorie de l'information fournit des outils pour quantifier l'incertitude et la quantité d'information contenue dans des données. Elle est utilisée dans la sélection des caractéristiques, la compression des données et la mesure de l'entropie dans les systèmes d'IA.

2.5 Les Défis et Enjeux de l'Intelligence Artificielle

2.5.1 Éthique et responsabilité dans l'IA

L'Intelligence Artificielle soulève des questions éthiques et des responsabilités importantes, car elle peut avoir un impact significatif sur les individus, les communautés et la société dans son ensemble. Ces questions incluent :

- *Biais algorithmique* : Les algorithmes d'IA peuvent refléter et même amplifier les biais présents dans les données d'entraînement, ce qui peut entraîner des résultats discriminatoires ou injustes. Il est crucial de développer des méthodes pour détecter, atténuer et prévenir les biais algorithmiques afin de garantir des décisions justes et équitables.
- *Transparence et explicabilité* : Les décisions prises par les systèmes d'IA peuvent être complexes et difficiles à comprendre pour les utilisateurs. Il est important de rendre les systèmes d'IA plus transparents et explicables afin que les utilisateurs puissent comprendre comment les décisions sont prises et détecter tout comportement indésirable ou imprévu.
- *Vie privée et protection des données* : L'utilisation généralisée de l'IA implique souvent la collecte et l'analyse de grandes quantités de données personnelles. Il est essentiel de garantir que les données des utilisateurs soient protégées et que leur vie privée soit respectée. Cela implique la mise en place de politiques de confidentialité robustes, de mécanismes de consentement éclairé et de mesures de sécurité appropriées.
- *Responsabilité et responsabilité* : Lorsque des systèmes d'IA prennent des décisions qui ont un impact sur les individus ou la société, il est important d'établir des mécanismes de responsabilité clairs. Cela peut inclure la définition des rôles et des responsabilités des développeurs, des utilisateurs et des régulateurs, ainsi que la mise en place de processus de reddition de comptes et de recours en cas de préjudice.

2.5.2 Sécurité et confidentialité des données

La sécurité et la confidentialité des données sont des préoccupations majeures dans le domaine de l'IA, en raison de la sensibilité et de la valeur des informations manipulées par les systèmes d'IA. Les défis et enjeux dans ce domaine comprennent :

- *Cybersécurité* : Les systèmes d'IA peuvent être vulnérables aux attaques informatiques, telles que le piratage, le vol de données ou les attaques par déni de service. Il est crucial de mettre en place des mesures de sécurité robustes pour

protéger les systèmes d'IA contre ces menaces et garantir leur intégrité et leur fiabilité.

- *Protection des données* : Les données utilisées par les systèmes d'IA peuvent contenir des informations sensibles et privées sur les individus, telles que des données médicales, financières ou personnelles. Il est essentiel de mettre en œuvre des politiques et des technologies de protection des données pour garantir que ces informations soient sécurisées et utilisées de manière responsable.
- *Réglementation et conformité* : Les lois et réglementations sur la protection des données évoluent rapidement et peuvent varier d'un pays à l'autre. Il est important pour les entreprises et les organisations qui utilisent des systèmes d'IA de se conformer aux réglementations en vigueur et de respecter les normes éthiques et juridiques en matière de sécurité et de confidentialité des données.

2.5.3 Les implications sur le marché du travail

L'introduction de l'Intelligence Artificielle (IA) dans le monde du travail a des implications profondes et variées sur le marché de l'emploi. Voici quelques-unes des principales préoccupations et enjeux dans ce domaine :

- *Automatisation des tâches* : L'IA est souvent associée à l'automatisation des tâches, ce qui peut entraîner la disparition de certains emplois traditionnels. Les emplois répétitifs et routiniers sont particulièrement vulnérables à l'automatisation, ce qui peut entraîner des pertes d'emplois et des changements dans la structure du marché du travail.
- *Transformation des compétences* : L'IA peut également transformer les compétences requises sur le marché du travail, en mettant l'accent sur les compétences techniques telles que la programmation, l'analyse de données et l'apprentissage automatique. Les travailleurs devront acquérir de nouvelles compétences et se former tout au long de leur vie professionnelle pour s'adapter à ces changements.

- *Nouvelles opportunités d'emploi* : En même temps, l'IA crée de nouvelles opportunités d'emploi dans des domaines tels que le développement de logiciels d'IA, l'analyse de données, la conception de systèmes intelligents et la gestion de

2.6 Les techniques de l'intelligence artificielle

2.6.1 Système expert.

Feigenbaum [31] définit un SE (système expert) comme étant « un programme informatique intelligent qui utilise des connaissances et des procédures d'inférence pour résoudre des problèmes suffisamment difficiles pour nécessiter une expertise humaine significative pour leur solution ». Les SE [32] effectuent un raisonnement en utilisant des règles précédemment établies pour des domaines bien définis et étroits. Les termes SE et système expert basé sur les connaissances (KBES) peuvent donc être utilisés de manière interchangeable. Le KBES est la première concrétisation de la recherche dans le domaine de l'IA, sous forme de logiciel. Pour les développeurs de logiciels d'application, notamment dans les disciplines médicales et d'ingénierie, cela a été un avantage, car il abordait le processus de prise de décision à l'aide de symboles plutôt que lorsque KBES a été introduit en tant qu'outil logiciel pour aborder une classe de problèmes nécessitant la simulation du processus de prise de décision basé sur les connaissances. Un SE n'est pas appelé un programme, mais un système, car il englobe plusieurs composants différents tels que la base de connaissances, les mécanismes d'inférence, les facilités d'explication, etc [30]. Tous ces différents composants interagissent ensemble pour simuler le processus de résolution de problèmes par un expert reconnu d'un domaine. Un examen approfondi de tout processus de prise de décision par un expert révèle qu'il/elle utilise des faits et des heuristiques pour arriver à des décisions. Si la décision à prendre est basée sur des faits établis simples en utilisant une heuristique telle qu'une règle empirique, alors cela peut être un processus trivial. Le type d'heuristique de connaissance et d'autres règles empiriques ou directives spécifiées dans les codes de conception peuvent très bien être représentés sous forme de constructions SI-ALORS appelées règles de production. Non seulement elles sont faciles à comprendre, mais leur représentation est également très simple, ce qui permet une

mise en œuvre facile dans un ordinateur [30]. Les deux principaux composants d'un SE peuvent être identifiés comme suit :

- *Base de connaissances* : collection de connaissances requises pour la résolution de problèmes. Mécanisme de contrôle : vérifie les faits disponibles, sélectionne la source de connaissance appropriée à partir de la base de connaissances, fait correspondre les faits avec la connaissance et génère des faits supplémentaires [48].
- *Un moteur d'inférence* composé d'un ou plusieurs mécanismes d'inférence forment les principaux composants d'un SE. Lorsqu'un SE commence le processus d'inférence, il est nécessaire de stocker les faits établis pour une utilisation ultérieure [36].

L'ensemble des faits établis représente le contexte, c'est-à-dire l'état actuel du problème à résoudre. Par conséquent, ce composant est souvent appelé contexte ou mémoire de travail. Chaque fois qu'un expert prend une décision, on est curieux de savoir comment l'expert est arrivé à cette décision. De plus, lorsque l'expert demande des informations ou des données, on aimerait savoir pourquoi cette information est nécessaire. L'expert utilise les connaissances qu'il/elle a et le contexte du problème pour répondre aux questions telles que comment une décision est prise, ou pourquoi une donnée est nécessaire. Un module séparé appelé facilité d'explication simule le processus de réponse aux questions "pourquoi" et "comment". Ce module fait également partie intégrante de tout SE. Le processus de collecte, d'organisation et de compilation des connaissances et de leur mise en œuvre sous forme de base de connaissances est une tâche laborieuse. Il ne se termine pas avec le développement du système. La base de connaissances doit être continuellement mise à jour et/ou complétée en fonction de la croissance des connaissances dans le domaine. Une facilité d'acquisition de connaissances, qui servira d'interface entre l'expert/ingénieur en connaissances et cette dernière peut constituer un composant intégral d'un SE. Étant donné qu'il ne s'agit pas d'un composant en ligne, il peut être implémenté de différentes manières. Un utilisateur du SE doit interagir avec celui-ci pour fournir des données, définir des faits et surveiller l'état de la résolution des problèmes. La transmission de l'information (textuelle ou graphique) à l'utilisateur doit également être effectuée de manière très efficace. Ainsi, un module d'interface utilisateur doté de la capacité de traiter des

informations textuelles et graphiques, qui est un autre composant du SE. La figure 1 montre l'architecture d'un KBES avec ses composants et la manière dont les composants interagissent les uns avec les autres [36].

Les SE ont été conçus pour résoudre une gamme de problèmes dans des domaines tels que la médecine, les mathématiques, l'ingénierie, la chimie, la géographie, l'informatique, les affaires, le droit, la défense et l'éducation. Ces programmes ont abordé une large gamme de types de problèmes ; la liste suivante adaptée de Waterman [30-33] est un résumé utile des catégories générales de problèmes de SE :

Interprétation : formation de conclusions de haut niveau ou de déductions à partir de collections de données brutes. Prédiction : projection des conséquences probables de situations données. Diagnostic : détermination de la cause des dysfonctionnements dans des situations complexes en se basant sur des symptômes observables. Conception : trouver une configuration de composants de système qui répondent aux objectifs de performance tout en satisfaisant un ensemble de contraintes de conception. Planification : élaboration d'une séquence d'actions qui permettra d'atteindre un objectif donné en tenant compte de certaines conditions initiales et de contraintes de temps d'exécution. Surveillance : comparaison du comportement observé d'un système avec son comportement attendu. Débogage et réparation : prescription et mise en œuvre de remèdes pour les dysfonctionnements. Instruction : détection et correction des lacunes dans la compréhension d'un domaine de sujet par les étudiants. Contrôle : régulation du comportement d'un environnement complexe. Sur la base du mode opérationnel des SE, deux classes de SE ont été identifiées par Kusiak [34].

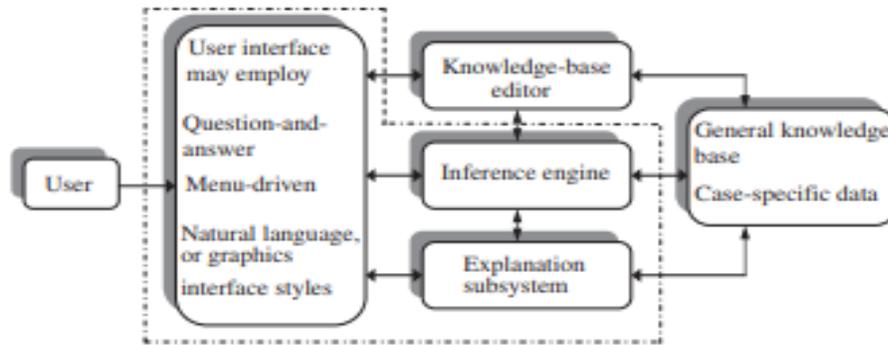


Figure 12 : Architecture d'un KBES avec ses composants et la manière dont les composants interagissent entre eux

- *Les types des systèmes experts*

Système expert autonome : Un SE en mode autonome utilise des données et des contraintes pertinentes pour le problème et le résout en utilisant des procédures plutôt simples. Il n'utilise pas l'approche de la recherche opérationnelle. L'approche de la recherche opérationnelle implique la modélisation du problème donné et la résolution du modèle à l'aide d'un algorithme optimal ou heuristique "bon". De nombreux SE existants relèvent de la catégorie des SE autonomes [36].

Système expert en tandem : Le SE en tandem combine l'approche de la recherche opérationnelle avec l'approche du SE afin de résoudre un problème. On peut le considérer comme un SE lié à une base de données de modèles et d'algorithmes (voir Fig. 2). L'approche de base utilisée dans un SE en tandem est la suivante. Un modèle approprié est soit sélectionné soit construit pour le problème donné. Pour résoudre le modèle, un algorithme optimal ou heuristique (disponible dans la base de modèles et d'algorithmes) est sélectionné. La solution générée par l'algorithme est modifiée si nécessaire, afin d'incorporer des aspects qualitatifs et d'obtenir une solution pouvant être mise en œuvre [48]. Il existe trois variantes du SE en tandem, à savoir :

SE modifiant le modèle : L'approche de base dans toutes les variantes susmentionnées du SE en tandem est comme mentionné ci-dessus. Cependant, l'accent dans chacune des variantes est différent. Dans un SE modifiant les données, la fonction principale est de modifier, c'est-à-dire générer ou réduire les données (parmi les données disponibles) selon

les besoins du modèle. Il convient de noter que le modèle lui-même est sélectionné par le SE. Dans un SE basé sur le modèle, un modèle et un algorithme appropriés sont sélectionnés pour le problème considéré. Le SE modifiant le modèle tente de modifier le modèle sélectionné, c'est-à-dire ajoute ou supprime des contraintes en fonction de la nature du problème considéré, ou construit un modèle approprié. Il sélectionne ensuite un algorithme adapté au modèle. Dans chacune des variantes susmentionnées du SE en tandem, la solution produite par l'algorithme est modifiée, si nécessaire, afin d'incorporer des aspects qualitatifs ou d'obtenir une solution pouvant être mise en œuvre [48].

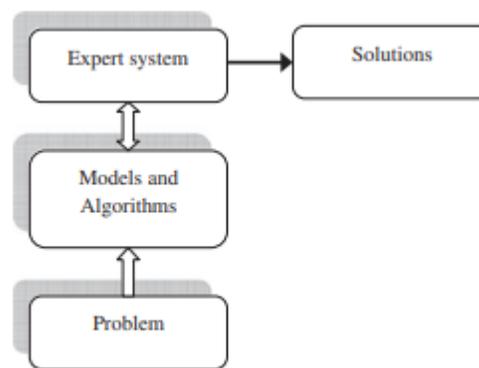


Figure 13: Système expert en TANDEM

2.6.2 Les réseaux de neurones

Inspiré par les réseaux de neurones biologiques, le réseau de neurones artificiel, également connu sous l'acronyme RNA, constitue un modèle mathématique conçu pour le traitement intelligent de l'information à la manière dont le cerveau humain appréhende et assimile les données à travers l'expérience. Ce système se caractérise par sa capacité à s'adapter dynamiquement au cours de sa phase d'apprentissage, réagissant aux nouveaux stimuli de manière optimale en s'appuyant sur les expériences précédemment acquises [56]. C'est cette faculté d'apprentissage de relations complexes et de résolution de problèmes non linéaires qui captive l'intérêt des chercheurs, surtout dans leur quête de solutions pour des défis multidisciplinaires. Les RNA se distinguent par une résilience remarquable au bruit et une robustesse significative, des qualités qui les rendent moins vulnérables aux changements de conditions de fonctionnement par rapport aux méthodes traditionnelles liées à l'ingénierie des systèmes électriques.

Un RNA est composé d'un ensemble de nœuds, nommés neurones, qui sont interconnectés et agencés en différentes couches. Chaque neurone dans une couche donnée reçoit de l'information de la couche précédente, traite cette information en fonction de poids spécifiques, désignés par w_{ij} , et génère un signal de sortie qui sera transmis à la couche suivante. En plus, chaque neurone est doté d'une valeur de seuil ou de biais, notée b_k , qui influence la valeur de sortie du neurone. Le seuil joue un rôle crucial puisqu'il rend la sortie du neurone particulièrement sensible aux variations de l'entrée. Pour une exploration approfondie, les références offrent une description détaillée. La figure 14 illustre la structure d'un RNA en mode de propagation avant, plus communément appelé perceptron [35].

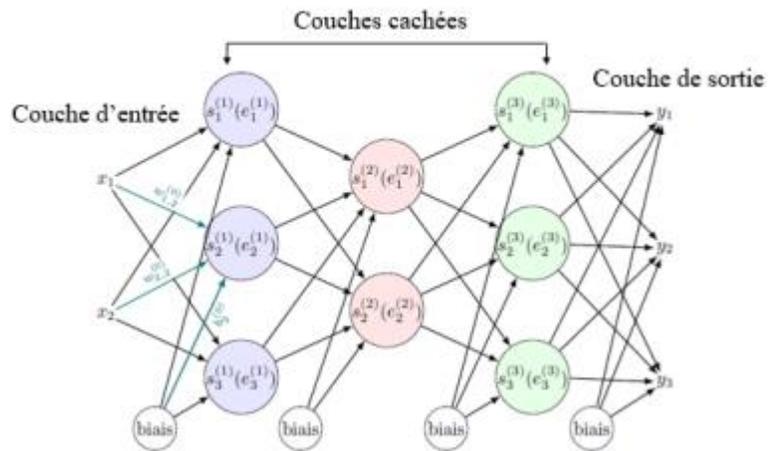


Figure 14 : réseau de neurones Feedforward.

Les réseaux de neurones artificiels (RNAs) n'ont pas besoin d'être explicitement programmés ni de dépendre d'une base de connaissances préétablie, contrairement aux systèmes experts. Ils développent leur capacité à répondre en s'appuyant sur des données d'entrée et des résultats attendus, affinant progressivement les poids et les biais au sein de leur réseau de nœuds. Cela signifie que les RNAs traitent les informations en se basant sur des exemples antérieurs d'« apprentissage » [35].

En raison de leur remarquable aptitude à reconnaître des motifs, les RNAs sont souvent choisis par les chercheurs pour exécuter diverses fonctions au sein des relais des systèmes

d'alimentation électrique, y compris le traitement des signaux et la prise de décisions, la détection d'anomalies, la classification de données et l'identification de défaillances [35].

Un défi notable dans l'utilisation des RNAs réside dans l'absence de protocole ou de directives pour déterminer le nombre idéal de couches cachées et de neurones par couche. Néanmoins, leur capacité à généraliser les connaissances constitue l'un des principaux bénéfices de leur utilisation. Un autre aspect distinctif des RNAs est leur inclination naturelle pour le calcul parallèle.

Le réseau neuronal artificiel est conçu pour généraliser à partir des données d'entrée observées afin de créer une correspondance précise entre les entrées et les sorties, même dans les cas où les données d'entrée n'ont pas été exposées au réseau pendant la phase d'apprentissage.

Un jalon crucial dans le développement des réseaux de neurones artificiels a été l'élaboration d'un algorithme pour l'ajustement adaptatif du réseau. Cet algorithme fondamental est souvent appelé la méthode de rétropropagation de l'erreur. Durant ce processus, les poids des neurones sont ajustés séquentiellement pour minimiser l'erreur globale entre la sortie réelle du réseau et la sortie souhaitée. Cette technique, généralement reconnue sous le terme d'apprentissage supervisé, vise à obtenir une réponse spécifique cible [35].

- *Réseau de neurones feedforward*

Dans le domaine des réseaux de neurones artificiels, diverses configurations et architectures existent. On peut notamment mentionner les réseaux récurrents tels que ceux d'Elman, les réseaux de neurones auto-organisés, aussi connus sous le nom de cartes de Kohonen, ainsi que les réseaux d'apprentissage extrême. Parmi eux, les réseaux feedforward sont les plus couramment utilisés en raison de leur simplicité et facilité d'implémentation. Dans ces réseaux, l'information circule dans une seule direction : en avant, partant des nœuds d'entrée, traversant les couches cachées et allant vers les nœuds de sortie, sans former de cycles ou de boucles.

En complément de la sélection du type de réseau, le choix d'une fonction d'erreur et d'une fonction d'activation est essentiel et dépend généralement du type de données à traiter.

Un réseau de neurones multicouches (MLP) classique se compose généralement de trois types de couches : une couche d'entrée, une couche de sortie et une ou plusieurs couches cachées. Chaque couche est formée d'un nombre spécifique de neurones.

Le type de neurone employé dans ces réseaux est le modèle standard, qui calcule la somme pondérée de ses entrées par des poids synaptiques, produisant ainsi une sortie linéaire avant d'être passée à travers une fonction d'activation. La sortie résultante est alors transmise à toutes les entrées de la couche suivante. La structure de base d'un tel neurone est illustrée dans la figure 15.

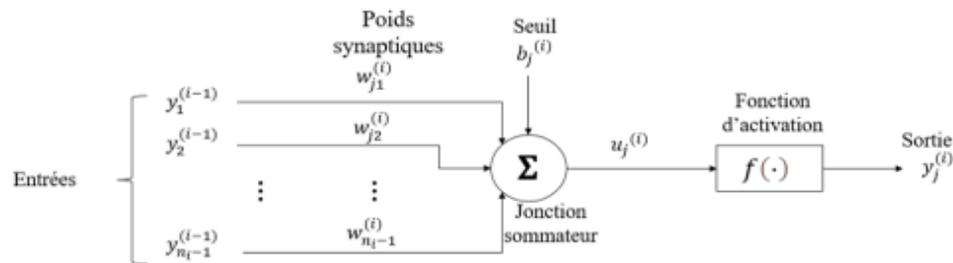


Figure 15: structure de base d'un neurones

Le modèle mathématique d'un neurone artificiel est significativement plus simple que celui d'un neurone biologique. Mathématiquement, on peut décrire un neurone j par l'équation ci-dessous:

$$y_j^{(i)} = f \left(b_j^{(i)} + \sum_{k=1}^{n_i-1} w_{jk}^{(i)} y_k^{(i-1)} \right) \quad (2.1)$$

où :

f est la fonction de transfert ou la fonction d'activation du neurone j.

i désigne la couche cachée.

$y_j(i)$ représente la sortie du neurone j dans la couche i , $b_j(i)$ est le biais pour le neurone j dans la couche i ,

$W_{jk}(i)$ sont les poids synaptiques reliant le neurone j au neurone k de la couche précédente.

L'erreur dans la couche de sortie entre la sortie y_s et sa valeur désirée $y_{s\text{-désirée}}$ ($y_s - y_{s\text{-désirée}}$) est minimisée par l'erreur quadratique moyenne à la couche de sortie, définie comme suit :

$$\text{Erreur} = 0.5 \sum_{s=1}^R (y_s - y_{s\text{désirée}})^2 \quad (2.2)$$

Avec R nombre de neurones dans la couche de sortie.

- *Fonction de transfert/activation*

Dans le domaine des réseaux de neurones artificiels, la fonction d'activation représente une étape cruciale. Elle opère sur le signal émis par un neurone après traitement, déterminant ainsi sa réponse. Cette fonction, généralement non linéaire, est essentielle pour la modélisation de comportements complexes. Le tableau ci-dessous présente un éventail des fonctions d'activation les plus couramment employées dans les différentes couches neuronales.

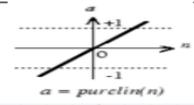
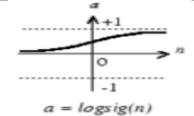
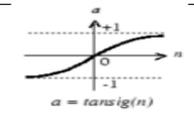
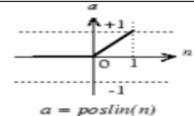
Nom	Fonction Matlab	Graph	Équation
Identité/Rampe	Purelin : Linéaire		$f(x) = x$
Marche/Heaviside Step	Heaviside Step		$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x < 0 \\ 1 & \text{si } x \geq 0 \end{cases}$
Logistique ou sigmoïde	Logsig		$f(x) = \frac{1}{1 + e^{-x}}$
Tangente Hyperbolique	Tansig		$f(x) = \tanh(x) = \frac{2}{1 + e^{-2x}} - 1$
Unité de rectification linéaire Relu	Poslin : Positive linéaire		$f(x) = \begin{cases} 0 & \text{si } x < 0 \\ x & \text{si } x \geq 0 \end{cases}$

Tableau 2: fonction d'activation.

- *Stratégies d'apprentissage*

La pierre angulaire de la conception des Réseaux de Neurones Artificiels (RNA) réside dans la détermination des poids pour atteindre les objectifs désirés. Ce processus, souvent désigné sous le terme d'apprentissage ou d'entraînement, constitue l'étape primordiale dans le développement des détecteurs et des localisateurs de défauts basés sur des réseaux neuronaux. Pour ce faire, les données d'entraînement, également connues sous le nom de "Training Data" en anglais, doivent être préparées avec méthode et réflexion. Dans certaines situations, ces données ne sont pas aisément accessibles dans le cadre d'un système réel, nécessitant ainsi le recours à un simulateur pour les générer.

En général, trois stratégies d'apprentissage des RNA sont couramment employées : l'apprentissage supervisé, l'apprentissage non supervisé, et l'apprentissage par renforcement.

L'apprentissage supervisé implique l'ajustement des poids du réseau dans le but de minimiser l'erreur entre les exemples d'entrée présentés et les valeurs de sortie cibles. En revanche, l'apprentissage non supervisé se déroule sans qu'il y ait une relation prédéfinie entre les entrées et les sorties. Les exemples d'apprentissage sont basés uniquement sur les conditions d'entrée, sélectionnés selon un principe de similarité, conduisant à un réseau qui s'auto-organise et apprend de manière concurrentielle.

Quant à l'apprentissage par renforcement, il s'agit pour un agent autonome (tel qu'un robot) d'apprendre les actions à entreprendre en fonction des expériences vécues, afin d'optimiser une récompense cumulative au fil du temps. Contrairement à l'apprentissage supervisé, il n'est pas nécessaire de fournir des paires d'entrées/sorties étiquetées ni de corriger explicitement les actions sous-optimales. L'accent est mis sur l'équilibre entre l'exploration (d'un territoire inconnu) et l'exploitation (des connaissances actuelles).

Cette approche d'apprentissage par renforcement est largement utilisée dans des domaines tels que la robotique, la théorie des jeux et les véhicules autonomes. Elle permet de guider l'apprentissage automatique non supervisé en utilisant des récompenses et des pénalités, offrant ainsi une flexibilité dans l'adaptation aux environnements changeants.

Enfin, lors de la création des données d'entraînement, il est crucial que celles-ci soient représentatives de toutes les éventualités dans lesquelles le RNA sera déployé pour ses fonctions de détection, de classification et de localisation. Ainsi, les données d'entraînement peuvent devenir des ensembles de données massifs, couvrant une variété de scénarios.

- *Algorithmes d'apprentissage*

Pour éclaircir le processus d'apprentissage, prenons comme exemple l'algorithme d'optimisation le plus élémentaire : la descente de gradient. Cet algorithme ajuste les poids et les biais du réseau dans la direction où la fonction de performance décroît le plus rapidement, correspondant au négatif du gradient.

Une itération de cet algorithme peut être formulée de la manière suivante :

$$x_{k+1} = x_k - \alpha_k g_k \quad (2.3)$$

Où

x_k est un vecteur représentant les poids et les biais actuels.

g_k est le gradient actuel.

α_k est le taux d'apprentissage. Cette équation est itérée jusqu'à ce que le réseau converge vers un état stable.

Le tableau 3 répertorie plusieurs algorithmes d'apprentissage disponibles dans la bibliothèque Neural Network Toolbox de MATLAB, qui utilisent des approches basées sur le gradient ou le Jacobien pour l'optimisation.

Fonctions	Algorithme
Trainlm	Levenberg-Marquardt
Trainbr	Régularisation bayésienne / Bayesian Regularization
trainbfg	BFGS Quasi-Newton
Trainrp	Backpropagation résiliente / Resilient Backpropagation
Trainscg	Gradient conjugué échelonné / Scaled Conjugate Gradient
Traincgb	Gradient conjugué avec Powell/Beale Restarts / Conjugate Gradient with Powell/Beale Restarts
Traincgf	Gradient conjugué de Fletcher-Powell / Fletcher-Powell Conjugate Gradient
Trainsgp	Gradient conjugué de Polak-Ribière / Polak-Ribière Conjugate Gradient
Trainoss	Sécante à un pas / One Step Secant
Trainidx	Taux d'apprentissage variable par descente de gradient / Variable Learning Rate Gradient Descent
Traingdm	Descente de gradient avec Momentum / Gradient Descent with Momentum
Traingd	Descente en gradient / Gradient Descent

Tableau 3: type des fonctions et d'algorithme d'apprentissage.

La méthode d'apprentissage la plus rapide, en général, est souvent "trainlm", qui est également la méthode d'apprentissage par défaut pour les réseaux de neurones de type Feedforward (réseau à propagation avant). Une autre méthode, la méthode quasi-Newton "trainbfg", est également assez rapide. Cependant, ces deux méthodes peuvent être moins efficaces pour les réseaux volumineux avec des milliers de poids, car elles nécessitent davantage de mémoire et de temps de calcul dans de tels cas. Notamment, "trainlm" est plus performant pour résoudre des problèmes d'ajustement de fonctions (comme la

régression non linéaire) que pour des problèmes de reconnaissance de formes, ce qui explique son utilisation dans ce projet de recherche spécifique.

Pour l'entraînement de réseaux volumineux et de réseaux de reconnaissance de formes, "trainscg" et "trainrp" sont des choix pertinents. Ces méthodes requièrent relativement moins de mémoire tout en étant nettement plus rapides que les algorithmes de descente de gradient standard [35].

2.6.3 La logique floue

En 1965, Lotfi Zadeh a introduit le concept des ensembles flous comme une manière de capturer le flou dans les applications. Il a proposé une théorie des ensembles modifiée où un élément peut avoir une valeur qui varie sur un continuum au lieu d'être simplement 0 ou 1. La théorie des ensembles flous étend ainsi la théorie traditionnelle des ensembles, et la logique floue en découle comme la logique associée à la manipulation de ces ensembles flous.

Grâce à la logique floue, un système peut non seulement représenter des concepts imprécis tels que "rapide" ou "grand", mais il peut également, grâce à des principes mathématiques solides, utiliser ces concepts pour déduire des informations sur le système. La logique floue vise à modéliser un raisonnement approximatif ou intuitif pour des processus incertains, mal définis et complexes qui ne nécessitent pas une précision absolue.

Un contrôleur de logique floue (CLF) utilise la logique floue pour déterminer le plan d'action. Il propose un algorithme qui traduit la stratégie de contrôle linguistique, basée sur les connaissances des experts, en une stratégie de contrôle automatique. Ce processus est dirigé par des variables linguistiques plutôt que par des variables numériques. Les CLFs représentent une option attrayante lorsque le processus à contrôler est ambigu et nécessite normalement l'intervention d'un opérateur humain qualifié.

Au cours des dernières années, le contrôle par logique floue a été largement appliqué à divers problèmes de contrôle et s'est révélé être une alternative prometteuse aux méthodes de contrôle conventionnelles. Parmi les applications, on peut citer le contrôle des procédés

de fours à ciment, le contrôle des robots, le traitement d'images et la gestion automatique des trains.

- *Théorie des ensembles flous*

La théorie des ensembles flous étend la théorie classique des ensembles. Tout comme pour les ensembles classiques, les ensembles flous sont définis sur un univers de discours. Pour un univers de discours donné U , un ensemble flou est caractérisé par une fonction d'appartenance qui associe des éléments de U à une plage d'appartenance généralement située entre 0 et 1.

Considérons un ensemble d'objets désignés par $[u]$, où ' u ' représente l'élément générique de U . Un ensemble flou A dans l'univers de discours U est défini par une fonction d'appartenance $\mu_A(u)$ qui associe chaque élément de U à un nombre réel dans l'intervalle $[0,1]$, soit $(\mu_A(u): U \rightarrow [0,1])$. Cette fonction d'appartenance représente le degré d'adhésion de u à l'ensemble A .

Ainsi, l'ensemble flou A peut être représenté par : $A = \{(u, \mu_A(u)) | u \in U\}$

Lorsque U est continu, l'ensemble flou A est représenté par

$$\int A = \int u \mu_A(u) du \quad (2.4)$$

Lorsque U est discret, A est représenté par :

$$A = \sum u \mu_A(u_i) \quad (2.5)$$

Un ensemble flou peut être considéré comme une généralisation d'un ensemble classique, où dans un ensemble classique, un élément a une fonction d'appartenance $\mu_A = 0$ ou 1. Dans la théorie classique des ensembles, un élément appartient ou n'appartient pas à un ensemble, tandis que dans les ensembles flous, les éléments montrent une transition graduelle de l'adhésion à la non-adhésion. Ainsi, les ensembles flous permettent à un élément de l'ensemble d'avoir un degré d'appartenance variant entre 0 et 1, appelé degré d'appartenance, déterminant dans quelle mesure un élément appartient à un ensemble.

- *Opérations floues*

Toutes les opérations fondamentales de l'ajustement des ensembles peuvent être étendues aux ensembles flous. Soient A et B deux ensembles flous définis sur l'univers U, avec leurs fonctions d'appartenance respectives μ_A et μ_B . Les opérations traditionnelles de la théorie des ensembles, telles que l'union, l'intersection et le complément des sous-ensembles classiques de X, peuvent être généralisées aux ensembles flous en utilisant leurs fonctions d'appartenance.

- ❖ **Union :**

$$\mu_{A \cup B}(u) = \max\{\mu_A(u), \mu_B(u)\} \text{ pour } u \in U \quad (2.6)$$

- ❖ **Intersection :**

$$\mu_{A \cap B}(u) = \min\{\mu_A(u), \mu_B(u)\} \text{ pour } u \in U \quad (2.7)$$

- ❖ **Complément :**

$$\mu_{\bar{A}}(u) = 1 - \mu_A(u) \text{ pour } u \in U \quad (2.8)$$

- *Variables et valeurs linguistiques*

Le concept de variable linguistique fait référence à une variable définie dans un domaine de discours spécifique, prenant des valeurs telles que "petite", "grande", etc. Ces valeurs, exprimées dans un langage naturel, sont désignées comme des termes primaires ou des valeurs linguistiques. Elles sont modélisées par des ensembles flous, chaque variable linguistique étant associée à un ensemble fini de termes primaires. Un aspect important des ensembles flous est la notion d'ensembles linguistiques, tels que "légèrement", "très", "plus ou moins".

Par exemple, une variable linguistique comme "Pression" pourrait inclure des valeurs telles que "très élevée", "élevée", "légèrement élevée" et "pas très élevée". Ainsi, une variable

linguistique est définie à la fois par ses termes primaires et ses ensembles linguistiques. Ces ensembles linguistiques représentent des nuances telles que l'intensification (comme "très élevée"), l'atténuation (comme "légèrement élevée") et la négation (comme "pas très élevée"). Ils introduisent une dimension de flou dans le système, permettant de modéliser plus fidèlement le processus de prise de décision humain.

Règles d'inférence floue

Les règles d'inférence floues, ou relations floues, sont généralement formulées selon la structure conditionnelle "Si-alors". Elles prennent la forme "Si A alors B", où A et B sont des ensembles flous caractérisés par des fonctions d'appartenance appropriées. Ces règles visent à rendre compte de l'imprécision inhérente au raisonnement humain lors de la prise de décision dans des environnements marqués par l'incertitude et l'imprécision.

Par exemple, une règle floue pour contrôler le courant dans un compresseur de climatiseur pourrait être formulée ainsi : "Si la température est élevée et l'humidité est basse, alors fournir une quantité modérée de courant". La partie "Si" de la règle est appelée l'antécédent, tandis que la partie "Alors" est appelée la conséquence. Ces règles sont généralement déduites à partir des connaissances systémiques et reflètent l'expertise et l'expérience des individus.

Une autre forme de règles floues, avancée par Takagi et Sugeno, implique des ensembles flous uniquement dans la partie des prémisses. Par exemple, une règle floue utilisant la méthode d'inférence floue de Takagi et Sugeno pourrait être formulée comme suit : "Si la vitesse est élevée, alors la force est égale à k fois la vitesse", où "élevée" est une valeur linguistique représentée par une fonction d'appartenance. Le résultat est une équation non floue, avec des variables de sortie numériques.

Pour implémenter informatiquement une règle floue, les valeurs linguistiques telles que "haute", "basse" et "modérée" doivent être associées à des valeurs numériques. La théorie des ensembles flous permet de définir ces termes au moyen de fonctions d'appartenance, attribuant ainsi des valeurs qualitatives aux ensembles flous.

Fonctions d'appartenances

Chaque valeur linguistique est définie par une fonction d'appartenance. Il existe deux approches pour définir ces fonctions d'appartenance des ensembles flous : numérique et fonctionnelle. Une définition numérique exprime le degré d'appartenance d'un ensemble flou sous forme d'un vecteur de nombres, dont la dimension dépend du nombre d'éléments discrets dans l'univers du discours. À l'inverse, une définition fonctionnelle établit la fonction d'appartenance d'un ensemble flou dans une expression analytique où le degré d'appartenance pour chaque élément est calculé.

Plusieurs formes standard de fonctions d'appartenance sont largement utilisées pour représenter les ensembles flous basés sur l'univers du discours. Parmi les plus courantes, on trouve la fonction S, la fonction π , les formes triangulaire et trapézoïdale, ainsi que les formes exponentielle et gaussienne. Les formes triangulaire et trapézoïdale sont particulièrement populaires pour évaluer le degré d'appartenance.

En résumé, la fonction d'appartenance d'un ensemble flou permet de quantifier le degré d'appartenance d'un élément à ce dernier, offrant ainsi une manière flexible et précise de modéliser l'incertitude et les nuances présentes dans les données.

• Structure de base d'un contrôleur logique floue

Les composants essentiels d'un contrôleur logique floue comprennent l'unité de fuzzification, la base de connaissances floue, l'unité d'inférence logique floue et l'unité de défuzzification. La structure fondamentale de ce contrôleur est illustrée dans la figure 2.29.

L'unité de fuzzification établit une correspondance entre les entrées mesurées, exprimées sous forme de valeurs numériques, et les valeurs linguistiques floues utilisées par le processus de raisonnement flou.

- La base de connaissances floue comporte deux types d'informations : d'une part, une base de données définissant les fonctions d'appartenance des ensembles flous

utilisées pour chaque variable du système, et d'autre part, une base de règles associant les valeurs floues en entrée aux valeurs floues en sortie.

- L'unité d'inférence de logique floue exécute diverses opérations de logique floue afin de déduire l'action de contrôle appropriée pour les entrées floues fournies.
- L'unité de défuzzification convertit l'action de contrôle floue déduite en une valeur de contrôle numérique requise pour le système.

Ces différents composants travaillent ensemble pour permettre au contrôleur logique floue de prendre des décisions efficaces et adaptées dans des environnements caractérisés par l'incertitude et la variabilité.

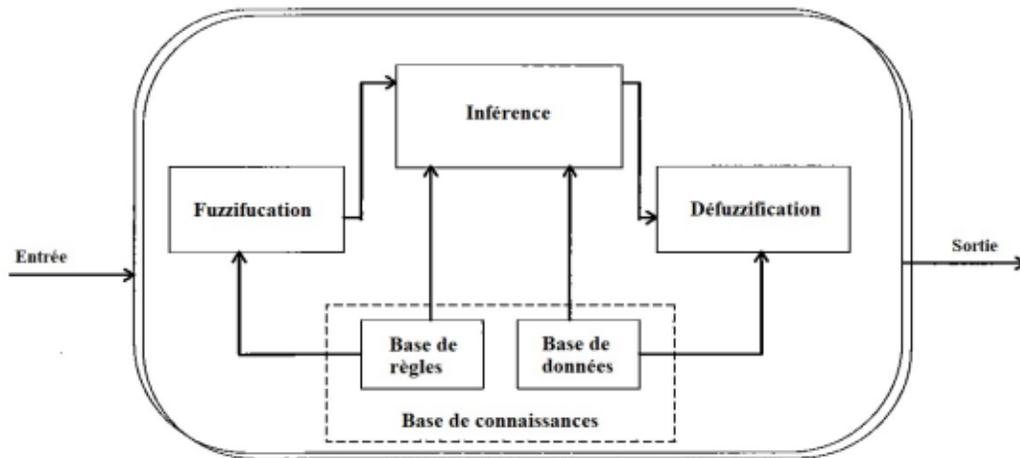


Figure 16: Structure de base d'un contrôleur logique floue.

Les variables système se divisent en deux catégories : les variables d'entrée, qui sont mesurées à partir du processus de contrôle, et les variables de sortie, qui sont utilisées par le Contrôleur de Logique Floue (CLF) pour réguler le processus. Selon les objectifs de conception, différents types de CLF peuvent être élaborés. Par exemple, le CLF peut comporter un nombre fixe de règles de contrôle floues, formant une "base de connaissances floue statique", ou bien il peut être doté d'une capacité d'apprentissage permettant de modifier la base de connaissances au fil du temps, ce qui constitue une "base de connaissances floue dynamique".

Conclusion

En conclusion, l'intelligence artificielle (IA) représente une avancée majeure dans le domaine de la technologie, ouvrant la voie à des applications innovantes dans de nombreux domaines. Les techniques discutées, telles que les réseaux de neurones artificiels, la logique floue et les contrôleurs de logique floue, ont démontré leur efficacité dans la modélisation de systèmes complexes, la prise de décisions et la résolution de problèmes dans des environnements imprécis et variables.

Les réseaux de neurones artificiels, inspirés du fonctionnement du cerveau humain, ont permis des avancées significatives dans la reconnaissance de motifs, la classification de données et la prédiction de résultats. Leur capacité à apprendre à partir de données et à généraliser des modèles en fait des outils puissants pour diverses tâches d'apprentissage automatique.

D'autre part, la logique floue offre un cadre flexible pour la modélisation des incertitudes et des nuances dans les données, permettant ainsi de prendre des décisions dans des environnements où les informations sont partielles ou imprécises. Les contrôleurs de logique floue, en particulier, fournissent des mécanismes de contrôle robustes et adaptables pour divers systèmes, permettant une régulation efficace dans des conditions variables et dynamiques.

En combinant ces techniques, les chercheurs et les ingénieurs ont la capacité de développer des systèmes d'IA sophistiqués capables de résoudre des problèmes complexes dans des domaines tels que la robotique, la santé, les transports et bien d'autres encore. Cependant, malgré les progrès réalisés, il reste encore des défis à relever, notamment en ce qui concerne l'interprétabilité des modèles d'IA et l'éthique de leur utilisation. En continuant à explorer et à développer ces techniques de manière responsable, l'IA a le potentiel de transformer radicalement notre société et notre façon d'interagir avec le monde qui nous entoure.

Chapitre 3 : la régulation de la tension électrique.

Les dynamiques d'un réseau électrique évoluent considérablement entre des périodes de charge légère et lourde, avec des variations dans le nombre de groupes électrogènes et de lignes de transmission actives à différents moments. Ces fluctuations de tension et l'amortissement du système entraînent une évolution continue des modes d'oscillation. De plus, les perturbations peuvent aller d'un déséquilibre mineur à un déséquilibre majeur entre l'énergie mécanique et l'énergie électrique produite par la centrale. Cela crée un système complexe et non linéaire, soumis à des charges variables et à des schémas de production changeants.

Pour maintenir l'équilibre dans le réseau électrique, diverses contraintes opérationnelles sont imposées, depuis la production jusqu'à la consommation. Cependant, cet équilibre est parfois maintenu aux dépens de la stabilité en termes de fréquence et de tension.

Heureusement, des systèmes de régulation sont en place pour garantir en permanence l'équilibre du réseau électrique à différents niveaux (réglage primaire, secondaire). Sans ces régulations, le réseau risquerait de devenir instable en termes de fréquence et de tension.

Ce chapitre explore les divers types de régulateurs de tension en mettant l'accent sur leur importance dans le maintien de la stabilité du réseau électrique.

3.1 Importance du réglage de la tension dans les réseaux électrique

Le réglage de la tension dans les réseaux électriques revêt une importance capitale pour garantir un fonctionnement fiable et efficace du système électrique. Voici quelques-unes des raisons clés pour lesquelles le réglage de la tension est crucial :

3.1.1 Stabilité du système : Maintenir une tension stable dans le réseau électrique est essentiel pour assurer la stabilité globale du système. Des fluctuations excessives de tension peuvent entraîner des problèmes tels que des chutes de tension ou des surtensions, pouvant provoquer des dysfonctionnements dans les équipements connectés au réseau.

3.1.2 Optimisation de la puissance : Le réglage précis de la tension permet d'optimiser la puissance transmise dans le réseau électrique. Une tension correctement ajustée permet de minimiser les pertes d'énergie et d'assurer une transmission efficace de l'électricité sur de longues distances.

3.1.3 Qualité de l'énergie : Une tension stable contribue à maintenir la qualité de l'énergie fournie aux consommateurs. Des variations excessives de tension peuvent affecter la performance des équipements électriques sensibles, tels que les ordinateurs, les appareils électroniques et les moteurs industriels.

3.1.4 Intégration des énergies renouvelables : Avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, le réglage de la tension devient crucial pour gérer les fluctuations de production associées à ces sources intermittentes. Un bon réglage de la tension permet d'intégrer efficacement les énergies renouvelables dans le réseau tout en maintenant la stabilité du système.

3.1.5 Sécurité du réseau : Une tension bien réglée contribue à garantir la sécurité du réseau électrique en réduisant les risques de pannes et d'incidents liés à des variations de tension. Cela aide à prévenir les surcharges, les courts-circuits et les autres problèmes qui pourraient compromettre la fiabilité du système.

3.2 Les différents types de réglage de la tension

Le réglage de la tension dans les réseaux électriques est essentiel pour maintenir la stabilité et la fiabilité du système. Il existe plusieurs types de régulateurs de tension, qui peuvent être classés en deux catégories principales : ceux qui fonctionnent avec des régulateurs automatiques de tension (AVR) dans les générateurs conventionnels et ceux qui sont spécifiquement conçus pour les panneaux photovoltaïques.

Pour les générateurs conventionnels, tels que les turbines à gaz ou les centrales électriques, les régulateurs de tension AVR sont largement utilisés. Ces dispositifs ajustent automatiquement la tension de sortie des générateurs pour maintenir une tension stable et conforme aux spécifications du réseau électrique. Parmi les types de régulation courants

utilisés avec les AVR, on trouve les régulateurs de facteur de puissance (FP) et les régulateurs de puissance réactive (VAR). Les régulateurs FP contrôlent le facteur de puissance en ajustant la puissance réactive fournie par le générateur, tandis que les régulateurs VAR ajustent spécifiquement la quantité de puissance réactive générée pour maintenir une tension stable sur le réseau.

D'autre part, pour les panneaux photovoltaïques, différents types de régulateurs sont utilisés pour optimiser leur fonctionnement. Les régulateurs de charge solaire (ou contrôleurs de charge solaire) sont couramment utilisés dans les systèmes autonomes hors réseau pour contrôler la charge des batteries et éviter la surcharge ou la décharge excessive. Les régulateurs MPPT (suivi maximal de la puissance) sont également essentiels pour maximiser l'efficacité de conversion de l'énergie solaire en ajustant la tension et le courant de sortie des panneaux pour maintenir le point de fonctionnement optimal. En outre, les régulateurs de tension PV sont utilisés pour maintenir la tension de sortie des panneaux dans des limites spécifiées, assurant ainsi une compatibilité avec les équipements connectés et évitant les problèmes de surtension ou de sous-tension dans le système.

3.2.1 Régulateur de facteur de puissance « Power factor (PF) »

Le régulateur de facteur de puissance (PF) est un composant essentiel dans les systèmes d'excitation des machines synchrones, utilisé pour maintenir la valeur du facteur de puissance à un niveau constant. Son rôle est particulièrement crucial dans les générateurs d'énergie de taille modeste, pouvant aller jusqu'à quelques dizaines de MVA (Mégavoltampères).

Ce régulateur est conçu pour ajuster automatiquement la puissance réactive générée par le générateur afin de maintenir le facteur de puissance à une valeur spécifiée par l'utilisateur. Le modèle typique d'un régulateur de facteur de puissance comprend plusieurs composants. Tout d'abord, il y a l'excitation du premier ordre, qui contrôle le flux magnétique de la machine synchrone. Ensuite, un amplificateur est utilisé pour amplifier le signal de commande. Le correcteur du premier ordre intervient pour ajuster la réponse du système en fonction des variations de charge et d'autres conditions du réseau. Enfin, une boucle de

stabilisation est incluse pour assurer la stabilité et la régulation précise du facteur de puissance [16].

Ce type de régulateur est particulièrement adapté pour les applications où la stabilité du facteur de puissance est critique, comme dans les réseaux électriques où des variations soudaines de charge peuvent affecter la qualité de l'énergie fournie. En maintenant le facteur de puissance à un niveau constant, le régulateur de PF contribue à améliorer l'efficacité énergétique du système et à réduire les pertes d'énergie dues à une puissance réactive excessive [16], la figure 17 représente un modèle de régulateur du facteur de puissance :

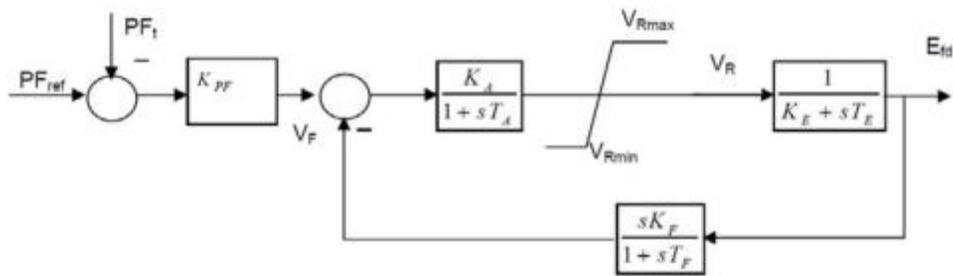


Figure 17: Modèle de régulateur du facteur de puissance (PF).

Avec :

PF_{ref} : facteur de puissance de référence.

PF_f : facteur de puissance mesuré.

K_{PF} : gain appliqué au signal d'erreur.

K_A : gain de l'amplificateur.

T_A : constant du temps de l'amplificateur.

V_{Rmax} et V_{Rmin} : Ces limites restreignent la sortie de l'amplificateur à une certaine plage.

K_F : gain du capteur.

T_F : constant du temps du capteur.

K_E : gain de l'excitateur.

T_E : constant du temps de l'excitateur.

3.2.2 Le régulateur de puissance réactive (VAR)

Le régulateur de puissance réactive (VAR) est un composant essentiel dans les systèmes d'excitation des machines synchrones, similaire au régulateur de facteur de puissance (PF). Son rôle principal est de maintenir la valeur de la puissance réactive à un niveau constant, ce qui est crucial pour garantir la stabilité et l'efficacité du système électrique.

Le modèle typique d'un régulateur de puissance réactive, souvent désigné comme le modèle Type-I, est composé de plusieurs éléments. Tout d'abord, il y a l'excitation de premier ordre, qui contrôle le flux magnétique de la machine synchrone, influençant ainsi la production de puissance réactive. Ensuite, un amplificateur est utilisé pour amplifier le signal de commande. Le correcteur du premier ordre intervient pour ajuster la réponse du système en fonction des variations de charge et d'autres conditions du réseau, assurant ainsi une régulation précise de la puissance réactive. Enfin, une boucle de stabilisation est intégrée pour garantir la stabilité du système et maintenir la valeur de la puissance réactive constante dans des conditions de fonctionnement variables.

Ce modèle de régulateur de puissance réactive est particulièrement adapté pour les générateurs de petite puissance, où la stabilité de la puissance réactive est critique pour le bon fonctionnement du système électrique. En contrôlant la puissance réactive, le régulateur VAR contribue à maintenir la tension et le flux d'énergie dans le réseau électrique à des niveaux optimaux, ce qui permet d'assurer une fourniture d'énergie fiable et de minimiser les pertes énergétiques [16], la figure 18 représente un modèle de régulateur de puissance réactive:

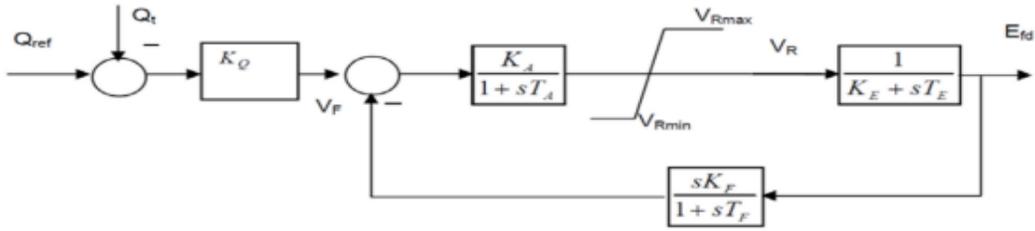


Figure 18: Modèle de régulateur de puissance réactive.

Avec :

Q_{ref} : la puissance réactive de référence.

Q_f : la puissance réactive mesurée.

K_Q : gain appliqué au signal d'erreur.

K_A : gain de l'amplificateur.

T_A : constant du temps de l'amplificateur.

V_{Rmax} et V_{Rmin} : Ces limites restreignent la sortie de l'amplificateur à une certaine plage.

K_F : gain du capteur.

T_F : constant du temps du capteur.

K_E : gain de l'excitateur.

T_E : constant du temps de l'excitateur.

Les bancs de condensateurs sont souvent utilisés pour diminuer les transits de puissance réactive dans les réseaux haute tension (THT). Ils corrigent le facteur de puissance du poste source. Ce dernier est donné par l'équation 3.1 suivante [16] :

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (3.1)$$

Avec

P : La puissance active transitant dans le poste source.

Q : La puissance réactive transitant dans le poste source.

La figure 19 montre le bilan de puissance qui permet de savoir la quantité adéquate de puissance réactive à injecter dans le réseau [16].

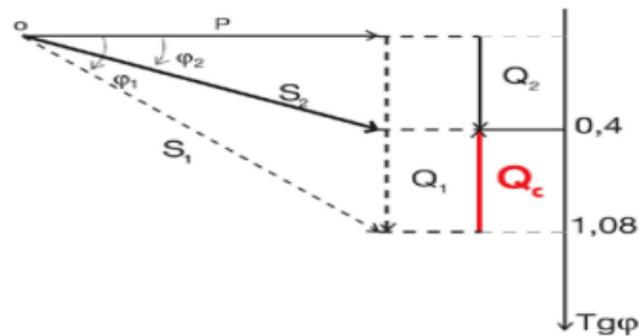


Figure 19: Bilan de puissance.

Avec

S₁ : Puissance apparente avant compensation d'énergie réactive ;

S₂ : Puissance apparente après compensation d'énergie réactive ;

φ₁ : Déphasage sans compensation ;

φ₂ : Déphasage avec compensation.

Afin de calculer la quantité de puissance réactive à injecter (ΔQ), il est nécessaire de passer d'un cosinus de l'angle de déphasage (cos φ₁) à un autre (cos φ₂). Cette transition est effectuée à l'aide de la formule suivante

$$Q_c = \Delta Q = P(\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad (3.2)$$

Les automates à relais varométrique (VAR) contrôlent les bancs de condensateurs en fonction de la puissance réactive requise par le réseau. Ces bancs de condensateurs sont pilotés par une série de condensateurs associés. Ce type de régulateur (PF/VAR) est spécialement conçu pour les producteurs d'énergie de petite taille [1].

3.2.3 réglages de tension par onduleur

Il existe deux principales catégories de micro-sources d'énergie, à savoir les sources en courant continu (DC) et en courant alternatif (AC). Les micro-sources en courant continu incluent des technologies telles que les piles à combustible, les cellules photovoltaïques et le stockage sur batterie. D'autre part, les micro-sources en courant alternatif comprennent des dispositifs tels que les micro-turbines, produisant du courant à des fréquences de quelques kHz.

Dans le cas des micro-sources en courant continu, la tension de sortie est généralement convertie en courant alternatif à la fréquence désirée à l'aide d'un onduleur de source de tension (OST). En revanche, pour les micro-sources en courant alternatif, la tension de sortie doit d'abord être redressée avant d'être utilisée avec un OST. Dans les deux cas, les onduleurs de source de tension jouent un rôle essentiel dans le processus de connexion des micro-sources avec le système d'alimentation en courant alternatif.

La configuration de base de l'onduleur dans le système de génération est brièvement présentée dans la figure 20, illustrant ainsi son importance dans le processus de conversion et d'intégration des micro-sources dans le réseau d'alimentation.

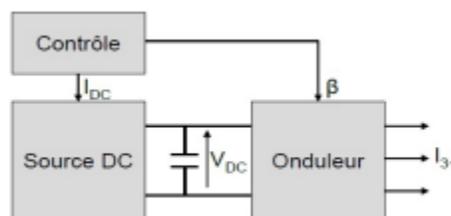


Figure 20: Schéma de base d'un système de génération connecté par onduleur

- *Le réglage en tension et en puissance active ou mode P/V*

Dans cette méthode de réglage, la commande de l'onduleur est utilisée pour ajuster à la fois la tension et la puissance active au point de raccordement du producteur d'énergie. La puissance active et la tension sont déterminées par les courants générés grâce à un contrôle approprié de la tension primaire de la source et de l'onduleur. Par la suite, la tension et la puissance active au point de connexion du générateur sont régulées tout en respectant les contraintes du système, telles qu'indiqué dans le Tableau 4 et illustré dans la Figure 21 [16].

- *Le réglage en puissance active et réactive ou mode P/Q*

De manière similaire au réglage en mode P/V, la commande de l'onduleur est générée par une boucle de régulation de courant. Cela permet de contrôler la puissance active et réactive, établies au point de connexion du producteur, tout en se conformant aux contraintes du système, comme spécifié dans le tableau 4 et illustré dans la figure 21 [16].

Type de réseau	Tension nominale	Variation (Plage normale)	Variation (Plage marginale)
Haute tension (≥ 50 kV)	69,120,161,230 Ou 315 kV	$\pm 10\%$	S.O.
Moyenne tension (≥ 1 kV à < 50 kV)	44 ou 49 kV	$\pm 6\%$	$\pm 10\%$
	14.4/25 kV (Étoile) 7.2/12 kV (Étoile)		
Basse tension (Monophasé)	120 V	Plage de 110 à 125 V	Plage de 106 à 127 V
Basse tension (Triphasé)	600 V	Plage de 550 à 625 V	Plage de 530 à 635 V

Tableau 4: Caractéristiques de la tension dans le réseau nord-américain

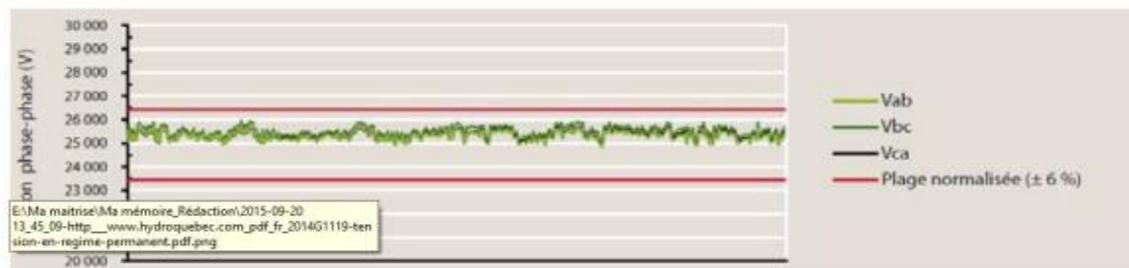


Figure 21: Plage normalisée ($\pm 5\%$) de la tension phase-phase (V)

3.2.4 Le Régulateur AVR :

Un régulateur automatique de tension (AVR) est un composant essentiel dans les systèmes électriques, chargé de maintenir la tension de sortie d'un générateur électrique à un niveau constant, indépendamment des fluctuations de charge ou des variations de conditions du réseau. Le fonctionnement de l'AVR repose sur la détection continue de la tension de sortie du générateur, comparée à une référence prédéterminée. En cas de variation de tension, l'AVR ajuste automatiquement le champ magnétique du générateur, régulant ainsi la tension de sortie pour la ramener à la valeur souhaitée. Cette capacité de régulation précise et rapide permet de garantir une tension stable et fiable dans le réseau électrique, assurant ainsi le bon fonctionnement des équipements connectés et préservant leur intégrité. En outre, les AVR sont souvent équipés de fonctionnalités de protection intégrées pour prévenir les dommages aux générateurs en cas de conditions anormales telles que les courts-circuits ou les surcharges. Grâce à leur importance capitale dans la maintenance de la qualité de l'énergie électrique, les AVR sont largement utilisés dans une variété d'applications, allant des centrales électriques conventionnelles aux systèmes de production d'énergie renouvelable, contribuant ainsi à assurer la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques à travers le monde [37].

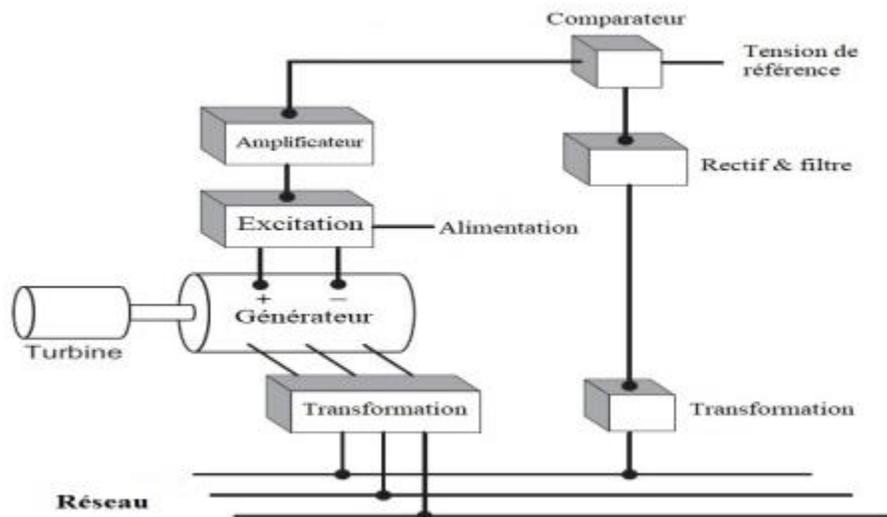


Figure 22: schéma synoptique d'un AVR

- ✓ Modèle de l'amplificateur

La fonction de transfert d'un excitateur est modélisée par un gain et une constante de temps donnés par l'équation 3.3 :

$$FT_A = \frac{K_A}{1+sT_A} \quad (3.3)$$

Où K_A est la constante de gain, ça valeur habituelle varie entre 10 et 40. T_A est la constante de temps du système amplificateur, ça valeurs varie entre 0,02s et 0,1s

✓ Modèle de l'excitatrice

La fonction de transfert d'une excitatrice modélisée par un gain de K_E et une constante de temps de T_E est donnée par l'équation 3.4 :

$$FT_e = \frac{K_e}{1+sT_e} \quad (3.4)$$

Les valeurs typiques de K_E sont comprises entre 1 et 10 et la constante de temps T_E est comprise entre 0,4 et 1,0 s.

✓ Modèle du générateur

Le générateur est représenté par la fonction de transfert suivante :

$$FT_G = \frac{K_G}{1+sT_G} \quad (3.5)$$

Le gain du générateur K_G et la constante de temps T_G dépendent de la charge. K_G varie entre 0,7 et 1,0, et T_G varie entre 1,0 et 2,0 s de pleine charge à sans charge.

✓ Modèle du capteur

Un capteur peut être représenté par une simple fonction de transfert de premier ordre avec un gain K_S et la constante de temps T_S est la suivante :

$$FT_s = \frac{K_s}{1+sT_s} \quad (3.6)$$

Normalement T_s est très petit, allant de 0,001 à 0,06 s et K_s est d'environ 1,0 [17].

3.3 Conclusion :

En conclusion, ce chapitre a exploré en profondeur les différents mécanismes et technologies essentiels à la régulation de la tension dans les réseaux électriques, soulignant leur importance cruciale pour le maintien de la stabilité et de la fiabilité du système d'alimentation. Nous avons examiné les rôles spécifiques des régulateurs automatiques de tension (AVR), des régulateurs de facteur de puissance (PF), et des régulateurs de la puissance réactive (VAR), ainsi que leur application dans divers contextes, y compris la génération conventionnelle et les sources d'énergie renouvelables comme les éoliennes et les systèmes photovoltaïques.

Chapitre 4 : LES MICRO-RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Les microgrids, également appelés micro-réseaux, sont des systèmes énergétiques locaux autonomes qui intègrent diverses sources de production d'énergie, des dispositifs de stockage d'énergie et des charges dans un périmètre géographique restreint. Contrairement aux réseaux électriques traditionnels qui sont souvent centralisés et dépendent d'une production d'énergie provenant de grandes centrales, les microgrids opèrent à une échelle locale et peuvent fonctionner de manière autonome ou être connectés au réseau principal [38].

En d'autres termes, un microgrid est un réseau électrique local capable de générer, stocker et distribuer de l'électricité à un ensemble délimité d'utilisateurs. Ces systèmes offrent une flexibilité accrue, permettant une gestion plus efficace de la demande et de l'offre d'énergie, ainsi qu'une intégration plus poussée des énergies renouvelables, comme le solaire et l'éolien, ainsi que des dispositifs de stockage tels que les batteries.

Les microgrids peuvent être déployés dans divers contextes, tels que des zones résidentielles, des campus, des installations industrielles, des communautés isolées ou des bases militaires. Ils représentent une solution innovante pour répondre aux besoins énergétiques locaux, améliorer la résilience du réseau électrique et favoriser une transition vers des sources d'énergie plus durables et décentralisées.

4.1 Principe du fonctionnement d'un micro-réseau électrique :

Les microgrids fonctionnent en regroupant la production et la consommation d'électricité au même endroit. Contrairement au réseau électrique public, qui génère de l'électricité dans une centrale centralisée pour ensuite la distribuer sur de longues distances via des lignes de transmission, un microgrid produit de l'électricité sur le site même.

En ce qui concerne la production d'électricité, les microgrids utilisent généralement une combinaison de générateurs diesel de secours et de sources d'énergie renouvelable telles que des panneaux solaires. Ces microgrids peuvent également intégrer des systèmes de

stockage d'énergie, tels que des batteries, pour emmagasiner l'électricité et la libérer lors de pannes ou de pics de demande.

Des contrôles logiciels intelligents sont capables de basculer automatiquement l'ensemble du système entre le réseau électrique public et le microgrid, en fonction de paramètres tels que la fiabilité de l'alimentation et la rentabilité. Cela permet une gestion dynamique de la source d'alimentation, assurant une réponse efficace aux variations de demande et aux conditions du réseau [44], la figure 23 représente un schéma synoptique d'un micro-réseau électrique :

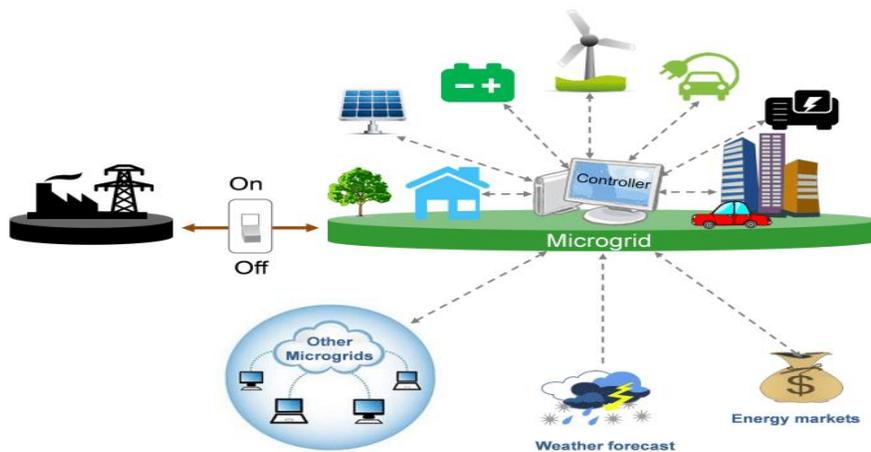


Figure 23: schéma synoptique d'un micro-réseau électrique.

4.2 Les avantages des micro-réseaux électriques

Les micro-réseaux électriques, en tant qu'innovation majeure dans le domaine de l'énergie, offrent une multitude d'avantages qui répondent aux besoins changeants du paysage énergétique mondial. Tout d'abord, leur capacité à accroître la résilience énergétique constitue un atout crucial, assurant une alimentation continue même en cas de pannes du réseau principal. De plus, les micro-réseaux facilitent l'intégration harmonieuse des énergies renouvelables, favorisant ainsi une transition vers un système énergétique plus propre et plus durable. En réduisant les pertes d'énergie associées au transport sur de longues distances, ces systèmes contribuent à une utilisation plus efficace de l'énergie

produite localement. Ils permettent également une gestion intelligente de l'énergie, optimisant la production, la distribution et la consommation. L'autonomie énergétique locale qu'ils offrent renforce la sécurité énergétique et réduit la dépendance vis-à-vis des sources externes. En outre, les micro-réseaux sont particulièrement adaptés pour fournir de l'énergie dans des zones éloignées ou mal desservies, favorisant le développement économique et l'accès à l'électricité. En somme, les avantages des micro-réseaux résident dans leur capacité à combiner résilience, durabilité, et autonomie énergétique, contribuant ainsi à façonner l'avenir de la distribution d'énergie. [38-39]

4.3 Les inconvénients des micro-réseaux

Bien que les microgrids présentent de nombreux avantages, ils ne sont pas exempts d'inconvénients. Parmi les défis associés à ces systèmes énergétiques locaux, on peut mentionner les coûts initiaux élevés lors de leur mise en place. Les investissements nécessaires dans les équipements de production, de stockage et de contrôle peuvent représenter un obstacle financier, en particulier dans des contextes où les ressources financières sont limitées. De plus, la gestion des batteries, qui jouent un rôle crucial dans le stockage d'énergie, peut poser des défis en termes de coûts, de durée de vie et de gestion des déchets. La complexité des systèmes de contrôle, nécessaire pour gérer la diversité des sources d'énergie au sein d'un microgrid, peut également demander des compétences spécialisées et augmenter la complexité opérationnelle. En outre, la dépendance aux conditions météorologiques, principalement pour les microgrids fortement axés sur les énergies renouvelables, peut entraîner une variabilité de la production énergétique, affectant ainsi la stabilité du système. Enfin, l'interconnexion avec le réseau principal, bien que bénéfique pour certaines fonctionnalités, peut nécessiter des dispositifs sophistiqués pour garantir une transition harmonieuse entre les modes connecté et autonome. En dépit de ces défis, une conception minutieuse et des solutions technologiques innovantes peuvent atténuer ces inconvénients, faisant des microgrids une option prometteuse pour l'avenir énergétique.

4.4 Les types des micro-réseaux électrique :

Les micro-réseaux peuvent être classés en plusieurs types en fonction de différents critères. Voici quelques-uns des types courants de micro-réseaux :

4.4.1 Basés sur la Source d'Énergie :

- *Micro-réseaux à Énergie Renouvelable (RES)* : Alimentés principalement par des sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, etc.
- *Micro-réseaux à Énergie Conventiionnelle* : Principalement alimentés par des sources d'énergie conventionnelles, comme les générateurs diesel.

4.4.2 Basés sur l'Application :

- *Micro-réseaux Résidentiels* : Desservant des maisons individuelles ou de petits groupes de logements.
- *Micro-réseaux Commerciaux* : Fournissant de l'énergie à des installations commerciales et des zones d'entreprise.
- *Micro-réseaux Industriels* : Desservant des installations industrielles et des complexes industriels.

4.4.3 Basés sur la Connexion au Réseau Principal :

- *Micro-réseaux Connectés au Réseau (Grid-connected)* : Peuvent être connectés au réseau électrique principal pour échanger de l'énergie avec celui-ci.
- *Micro-réseaux Isolés (Islanded)* : Fonctionnent de manière autonome, déconnectés du réseau principal, souvent utilisés dans des zones éloignées ou pour l'autosuffisance.

4.4.4 Basés sur la Configuration :

- *Micro-réseaux AC (Courant Alternatif)* : Utilisant le courant alternatif pour la distribution de l'énergie.
- *Micro-réseaux DC (Courant Continu)* : Utilisant le courant continu pour la distribution de l'énergie.

4.4.5 Basés sur la Taille :

- *Micro-réseaux de Taille Communautaire* : Desservant une communauté ou un quartier.
- *Micro-réseaux de Taille d'Entreprise* : Desservant une entreprise ou une installation spécifique.
- *Micro-réseaux de Taille de Quartier* : Desservant un quartier urbain spécifique.

Chaque type de micro-réseau a des caractéristiques et des applications spécifiques en fonction des besoins énergétiques locaux, des sources disponibles et des objectifs d'exploitation.

4.5 Architecture des micro-réseaux

Le système de microgrille fonctionne à une distribution de basse tension et comporte plusieurs ressources énergétiques distribuées. Le système de microgrille a également la capacité de fonctionner connecté au réseau (sur le réseau) ou déconnecté du réseau (hors réseau/îloté) [42]. La structure de la microgrille se compose de plusieurs types de sources d'énergie distribuées (DER) telles que des panneaux solaires, des éoliennes, des microturbines, une centrale thermique, chacune sous forme de génération distribuée (DG), comprenant des réserves d'énergie provenant de batteries (Stockage Distribué/DS) [39].

Les points de connexion électrique de la microgrille sont connectés au réseau basse tension au point de couplage commun (PCC), qui est relié aux générateurs distribués (DG), au stockage distribué (DS) et aux charges. Les charges comprennent plusieurs types tels que les résidences, les bâtiments commerciaux, les campus et les complexes industriels. Comme illustré dans les figures 24 et 25, l'architecture de la microgrille est organisée en tant que microgrille AC (bus AC) ou microgrille DC (bus DC) ou une combinaison des deux [43].

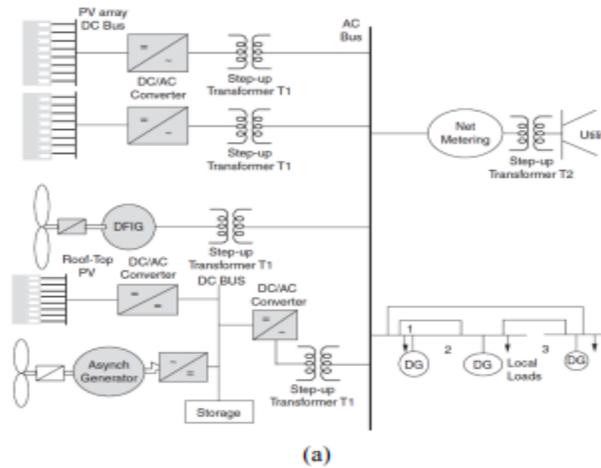


Figure 24: Architecture d'un micro-réseau AC

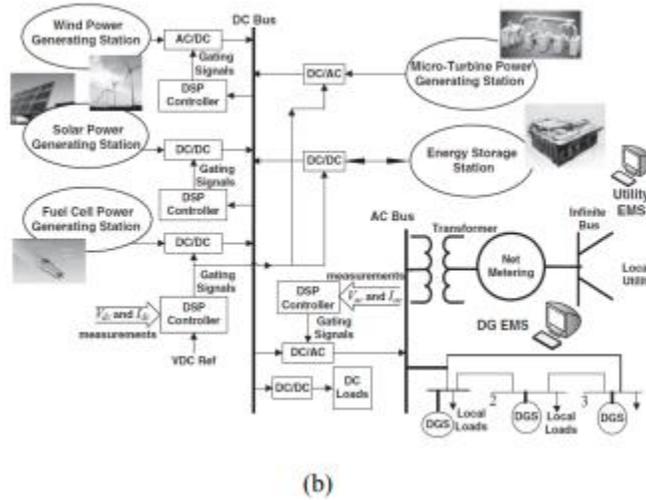


Figure 25: Architecture d'un micro-réseau DC

4.6 Technologie des micro-réseaux.

Le fonctionnement du système de microgrille est étroitement lié aux technologies qui soutiennent chaque composant du système, notamment la source d'énergie (génération distribuée), le stockage d'énergie, les commutateurs d'interconnexion et le système de contrôle de la microgrille. Dans le domaine des sources d'énergie de génération distribuée, on trouve des technologies exploitant des sources renouvelables telles que le photovoltaïque, les éoliennes et les piles à combustible. Certains systèmes d'alimentation améliorent leur efficacité en utilisant les gaz de combustion avec la technologie CHP

(production combinée de chaleur et d'électricité), comme illustré dans la figure 2. Pour le stockage d'énergie dans les systèmes de microgrille, différentes technologies sont employées, dont la batterie, le supercondensateur et les volants d'inertie. Ces dispositifs de stockage sont utilisés, entre autres, pour stabiliser le système face aux variations des sources d'énergie et aux fluctuations de la charge, permettant le partage de la charge, réduisant les pics de charge et les interférences électriques, tout en agissant comme source d'énergie de secours. En ce qui concerne la technologie d'interconnexion des commutateurs dans les systèmes de microgrille, elle repose sur l'utilisation de la technologie numérique avec un processeur de signal numérique (DSP) et des dispositifs de communication, répondant aux normes d'interconnexion de réseau IEEE 1574. Pour améliorer la réactivité, des technologies de commutation à semi-conducteurs telles que les thyristors et les IGBT sont mises en œuvre, comme présenté dans la figure 26. Les technologies du système de contrôle de la microgrille sont classées en deux modes de fonctionnement : le mode connecté au réseau et le mode isolé (îlotage). Le système de contrôle vise à réguler la stabilité opérationnelle de la microgrille, en particulier en ce qui concerne la fréquence et la tension, afin de maintenir la stabilité face aux changements de charge et à l'interconnexion avec d'autres réseaux. Cette régulation est appliquée à la technologie des convertisseurs de puissance pour ajuster l'alimentation en puissance active et réactive, en utilisant la commande de droop et la commande de fréquence [40], la figure 26 représente Une illustration schématique d'un disjoncteur connecté au réseau :

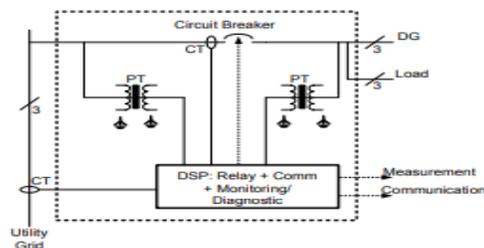


Figure 26: Une illustration schématique d'un disjoncteur connecté au réseau.

4.7 Le stockage d'énergie dans une micro-grid

L'intégration judicieuse de divers dispositifs de stockage d'énergie, englobant des technologies telles que les batteries, les supercondensateurs, et les volants d'inertie, au sein des microgrids, constitue une stratégie essentielle visant à optimiser l'efficacité et la flexibilité opérationnelle de ces systèmes énergétiques avancés.

En premier lieu, les batteries, en tant que composante majeure du stockage, sont cruciales pour lisser les fluctuations de la production d'énergie provenant de sources renouvelables intermittentes. Lors des périodes d'abondance de lumière solaire ou de vents forts, l'énergie excédentaire peut être stockée, formant ainsi une réserve. Cette approche permet d'atténuer les impacts des conditions météorologiques défavorables sur la production, assurant ainsi une disponibilité plus constante d'énergie au sein des microgrids.

Parallèlement, l'utilisation de supercondensateurs s'avère pertinente pour répondre de manière dynamique aux variations de charge. Grâce à leur capacité de charge et de décharge rapides, ces dispositifs offrent une solution efficace pour gérer les pics de demande d'énergie. Leur réactivité accrue contribue à maintenir une stabilité opérationnelle optimale dans des situations où la demande énergétique fluctue rapidement.

Les volants d'inertie, en tant que solution novatrice, capitalisent sur leur capacité à stocker de l'énergie sous forme cinétique. Cette caractéristique les rend particulièrement aptes à réagir rapidement aux variations du réseau, assurant une stabilisation efficace de la fréquence en cas de changements brusques de la charge.

L'intégration complémentaire de ces différentes technologies de stockage au sein des microgrids offre une polyvalence inégalée. En combinant les avantages spécifiques de chaque dispositif, ces systèmes deviennent plus résilients face aux fluctuations de la production et de la demande d'énergie, renforçant ainsi leur capacité à fonctionner de manière stable et efficace dans des conditions diverses.

4.8 Architectures de Contrôle

Dans les systèmes énergétiques hybrides ou les microgrids (MG), on utilise des générateurs distribués et hybrides tels que des panneaux photovoltaïques (PV) et des éoliennes pour

produire une énergie propre, notamment solaire et éolienne. Ces systèmes intègrent également des dispositifs de stockage d'énergie afin de compenser les variations entre la génération d'énergie à partir de sources renouvelables et la consommation d'énergie. Ces configurations hybrides peuvent fonctionner soit en étant connectées au réseau, soit en mode autonome en fonction des objectifs définis. Toutefois, avec la croissance continue de la présence de ces générateurs distribués, de nouvelles approches de gestion de l'énergie sont nécessaires pour assurer leur intégration harmonieuse au sein des réseaux électriques existants [38-41], la figure 27 représente la structure de contrôle dans les microgrids :

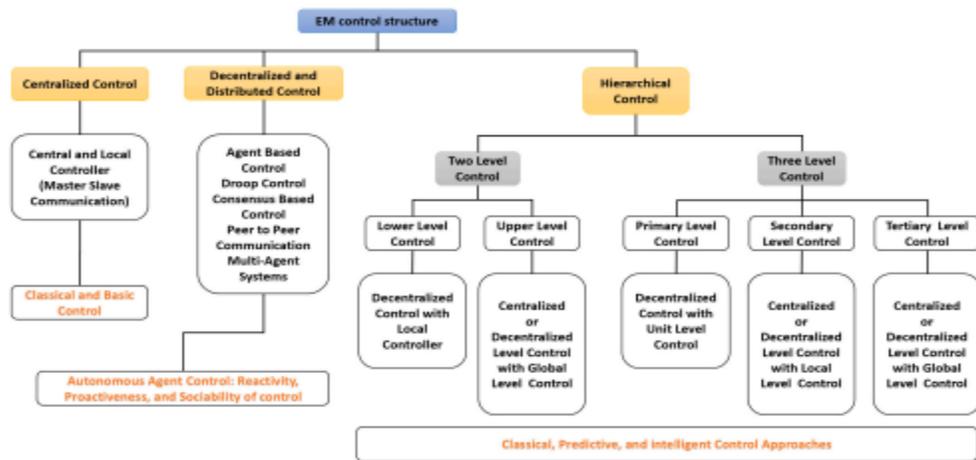


Figure 27: Structure de contrôle dans les microgrids

4.8.1 Le contrôle centralisé

Le contrôle centralisé, comme son nom l'indique, repose sur l'utilisation d'un contrôleur central (CC) unique au sein d'un système de microgrid (MG). Ce contrôleur central est caractérisé par des capacités de calcul haute performance et une infrastructure de communication sécurisée. Il agit comme le cerveau du système, coordonnant et supervisant l'ensemble des entités présentes dans le MG, notamment les sources d'énergie renouvelable (RESs), les systèmes de stockage d'énergie et les technologies de conversion thermique électrique (TEG).

Comme illustré dans la figure 28, chaque entité au sein du microgrid est équipée d'un contrôleur local (LC) qui établit une communication directe avec le contrôleur central.

Cette communication bidirectionnelle permet une interaction dynamique entre le CC et les LC, assurant une coordination efficace et réactive du système dans son ensemble.

L'utilisation de technologies de communication et d'informatique avancées, telles que l'Internet des objets (IoT) et le Big Data, renforce les capacités du contrôleur central. Il peut ainsi surveiller en temps réel, collecter et analyser diverses données cruciales pour le fonctionnement du microgrid. Ces données incluent la production d'énergie renouvelable, les schémas de consommation énergétique, les prix de l'énergie provenant des opérateurs de marché, et les conditions météorologiques.

L'avantage majeur du contrôle centralisé réside dans sa capacité à élaborer et à exécuter des stratégies de contrôle optimales et efficaces pour l'ensemble du système. En tenant compte des informations en temps réel, le contrôleur central peut ajuster les paramètres de fonctionnement du microgrid pour optimiser la production d'énergie, minimiser les coûts opérationnels, et répondre de manière dynamique aux conditions changeantes du réseau électrique.

Cette approche offre une flexibilité remarquable au microgrid, lui permettant de fonctionner de manière efficace aussi bien en mode connecté au réseau qu'en mode autonome. Ainsi, le contrôle centralisé représente une solution robuste pour la gestion globale de l'énergie au sein des microgrids, exploitant pleinement les avancées technologiques pour assurer une performance optimale et une adaptabilité continue [41].

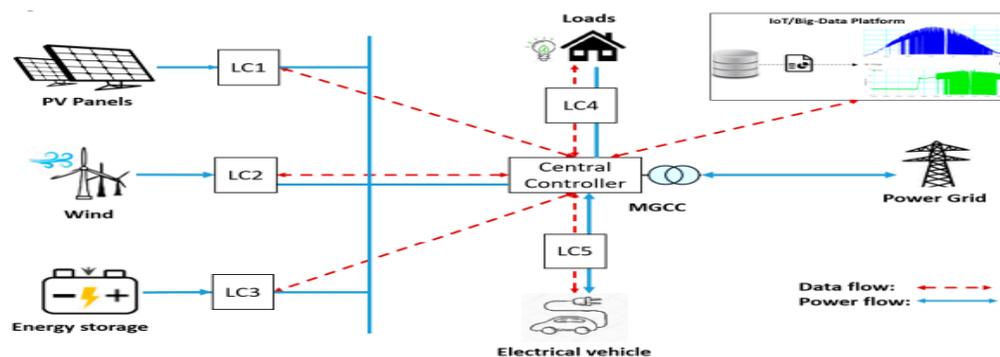


Figure 28: structure d'un contrôle centralisé

- *Avantages :*
 - ✓ Contrôlabilité robuste et observabilité en temps réel de l'ensemble du système MG
 - ✓ Fournit une surveillance étroite et un contrôle étendu de l'ensemble du système
 - ✓ Approches matures et bien établies pour le contrôle de divers systèmes
 - ✓ Adapté aux systèmes MG de petite taille où les informations collectées sont traitées via des communications à faible bande passante
 - ✓ Approprié pour le contrôle interne dans le système MG
 - ✓ Optimisation globale de toutes les entités du même MG
 - ✓ Offre une unité de calcul haute performance et une infrastructure de communication sécurisée
 - ✓ S'articule autour d'une stratégie de contrôle qui prend en compte le MG dans son ensemble et dépend de la structure simple du système pour construire une connaissance globale, facilitant ainsi le déploiement du contrôle EM ;
 - ✓ Mise en œuvre directe, le CC permet une mise en œuvre économique et est facile à entretenir
 - ✓ Décision optimale garantie [41].

- *Inconvénients :*
 - ✓ La défaillance du CC affecte le fonctionnement de l'ensemble du système
 - ✓ La charge de calcul importante constitue une barrière technique pour le déploiement
 - ✓ Pas bien conçu pour prendre en charge les fonctionnalités plug-and-play d'un grand nombre d'entités
 - ✓ Nécessite un niveau élevé de connectivité en raison de l'interaction directe de chaque entité avec le central
 - ✓ Requiert une unité de traitement élevée pour le CC
 - ✓ Plus enclin aux défaillances car une seule unité régule la tension et entraîne une réduction de la durée de vie de la pile de batteries
 - ✓ Scalabilité limitée et responsabilité pour une durée de vie plus courte de la batterie

- ✓ Étant donné que toutes les informations sont collectées et traitées au niveau d'un seul CC, la charge de calcul augmente, rendant le contrôle moins efficace pour les besoins de communication en temps réel
- ✓ La fiabilité est dégradée pour l'ensemble du système [41].

4.8.2 Contrôle Décentralisé

À la différence des approches centralisées, le contrôle décentralisé confère à chaque entité une autonomie opérationnelle grâce à l'utilisation d'un contrôleur local (LC). Ainsi, des groupes d'entités sont gérés indépendamment, chacun sous la supervision d'un leader. Dans la littérature, les termes « décentralisé » et « contrôles distribués » sont souvent utilisés de manière interchangeable, le contrôle distribué pouvant être envisagé comme une forme de contrôle décentralisé où les LC utilisent des mesures locales, telles que les valeurs de fréquence et de tension, pour désigner l'entité leader et échanger des informations avec leurs pairs. Contrairement au contrôle centralisé, le contrôle décentralisé nécessite des connexions locales limitées, et les décisions de contrôle se fondent uniquement sur des mesures locales, sans recourir à une unité informatique haute performance ni à une connectivité de haut niveau.

Comme illustré dans la figure 29, chaque LC opère de manière indépendante sur les sources d'énergie, les systèmes de stockage et les charges et sans la nécessité d'un contrôle central. Les décisions de contrôle sont prises localement en se basant sur des mesures locales, et ces informations sont partagées entre les contrôleurs par le biais d'une communication pair à pair.

Cependant, pour coordonner efficacement les divers contrôleurs distribués et atteindre un objectif opérationnel global, la surveillance, le traitement et la visualisation des données jouent un rôle crucial. Ce processus est normalisé par la norme IEC-61968 pour les systèmes de gestion de l'énergie d'un seul bâtiment et par l'IEC-61850 pour l'interopérabilité entre les systèmes MG de bâtiments.

Selon la disponibilité du réseau de communication, le contrôle décentralisé peut être classé en trois modes opérationnels : entièrement dépendant, partiellement indépendant et entièrement indépendant. Cependant, en dépit de la flexibilité de ces modes opérationnels, la structure de contrôle décentralisée présente des performances inférieures comparées au contrôle centralisé, principalement en raison du temps de réponse réduit et de l'information incomplète sur l'installation totale du système MG [41].

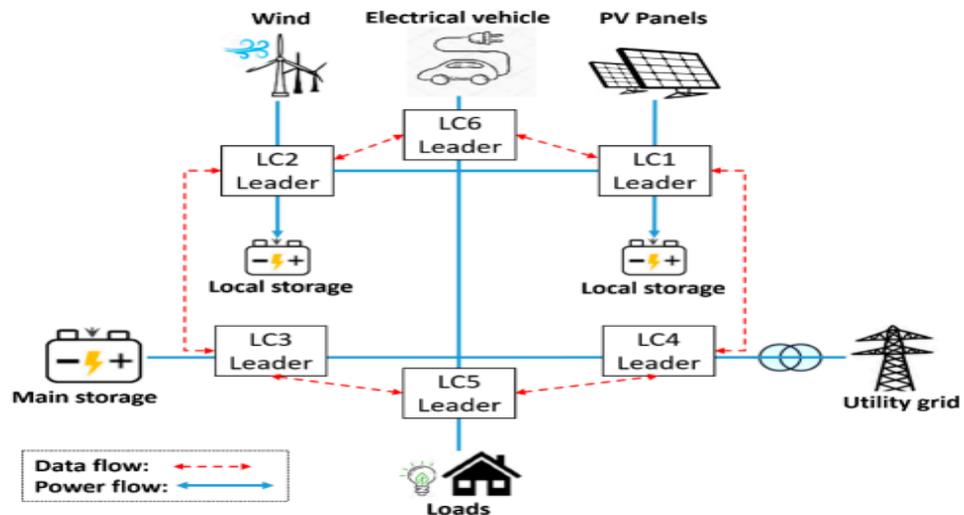


Figure 29: Structure du contrôle décentralisé.

- *Avantage :*
 - ✓ Système de traitement distribué avec capacité de contrôle autonome
 - ✓ Communication de nœuds pair-à-pair, offrant une plus grande flexibilité d'exploitation et évitant une défaillance ponctuelle
 - ✓ Fiabilité accrue grâce à la redondance des contrôleurs et de la communication • Les générateurs distribués sont contrôlés par des contrôleurs indépendants via leurs variables locales offrant une liaison de communication redondante
 - ✓ Informations insuffisantes sur les autres entités des systèmes MG
 - ✓ La stratégie de contrôle de droop est généralement utilisée pour éviter les courants circulants entre les convertisseurs sans utiliser de liaison de communication numérique
 - ✓ Évite les défaillances ponctuelles, améliore l'extensibilité et offre une plus grande flexibilité d'exploitation

- ✓ Grande confidentialité pour les entités et moins d'informations
 - ✓ Réduction du besoin de calcul et désengorgement du réseau de communication
 - ✓ Diminue la charge de calcul et renforce la fiabilité et la robustesse
 - ✓ Réalisation aisée de la fonctionnalité plug-and-play [41].
- *Inconvénients :*
 - ✓ Informations incomplètes sur l'état global du MG
 - ✓ La régulation moyenne des tensions et des courants nécessite davantage de transmissions de données à travers le MG
 - ✓ L'optimisation locale dans le système de gestion de l'énergie (EMS) ne peut pas fournir une solution globale pour minimiser les coûts opérationnels de l'ensemble du MG
 - ✓ Le traitement distribué ne garantit pas des résultats optimaux globaux pour l'ensemble du système MG
 - ✓ Une complexité élevée de mise en œuvre par rapport au contrôle centralisé et hiérarchique
 - ✓ Problème de dépendance de la charge, responsable des courants circulants dans les générateurs distribués, la précision du partage de charge peut être obtenue au prix d'une déviation des tensions par rapport à leurs valeurs nominales
 - ✓ Inadapté aux charges non linéaires en raison des harmoniques et de l'incapacité à obtenir une performance coordonnée de plusieurs composants avec des caractéristiques différentes, et une faible performance transitoire
 - ✓ Nécessite une synchronisation efficace et une communication robuste pour atteindre la synchronicité
 - ✓ Nécessite une reconfiguration périodique rapide [41].

4.8.3 Contrôle hiérarchique

Le recours au contrôle hiérarchique se présente principalement comme une solution pour les systèmes de réseaux intelligents (smart grid). En effet, en raison des vastes étendues géographiques de ces systèmes et des exigences complexes en matière de communication et de calcul, la mise en œuvre d'approches entièrement centralisées s'avère difficile. Parallèlement, le niveau de couplage plus élevé entre les différents LC nécessite une

coordination maximale qui ne peut être atteinte par des structures de contrôle décentralisées. Toutefois, pour trouver un compromis entre les structures de contrôle entièrement centralisées et décentralisées, des structures de contrôle hiérarchiques sont mises en place avec trois niveaux de contrôle : primaire, secondaire et tertiaire, comme illustré dans la Figure 30 [41].

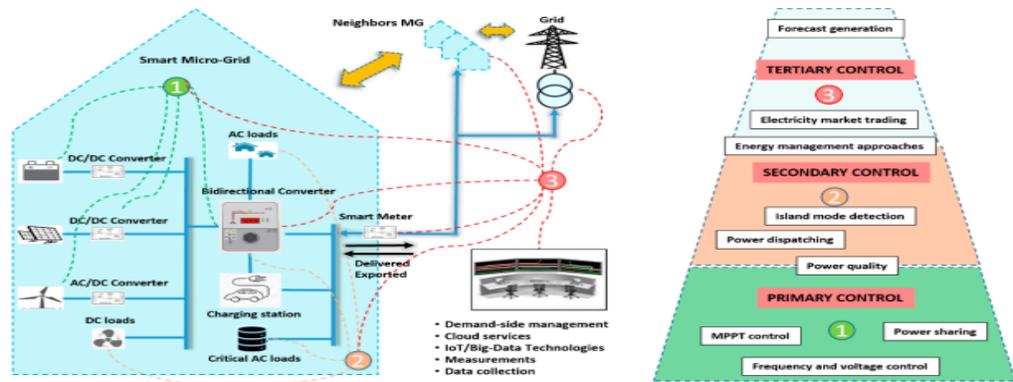


Figure 30: Structure de contrôle hiérarchique

Le niveau de contrôle primaire vise à stabiliser la tension et la fréquence générées par chaque source afin de respecter les normes établies. En parallèle, il identifie le mode opératoire des systèmes MG, leur permettant de fonctionner soit connectés au réseau, soit de manière autonome. Quant au niveau de contrôle secondaire, il se concentre sur la restauration de la tension et de la fréquence du MG après des variations de charge du système, visant ainsi à garantir et à améliorer la qualité de l'énergie dans les limites normatives. Les objectifs principaux du contrôle tertiaire incluent la maîtrise du flux d'énergie en mode connecté au réseau, assurant un fonctionnement optimal en termes de capacitance et d'inductance.

La Figure 31 présente les structures de chaque niveau de contrôle hiérarchique, différenciées par leur vitesse de réponse et leurs exigences en infrastructure, notamment en matière de communication conforme aux normes IEC 61850-7-420 et EN13757-4. Le contrôle hiérarchique peut être déployé de manière parallèle dans des structures centralisées et distribuées [41].

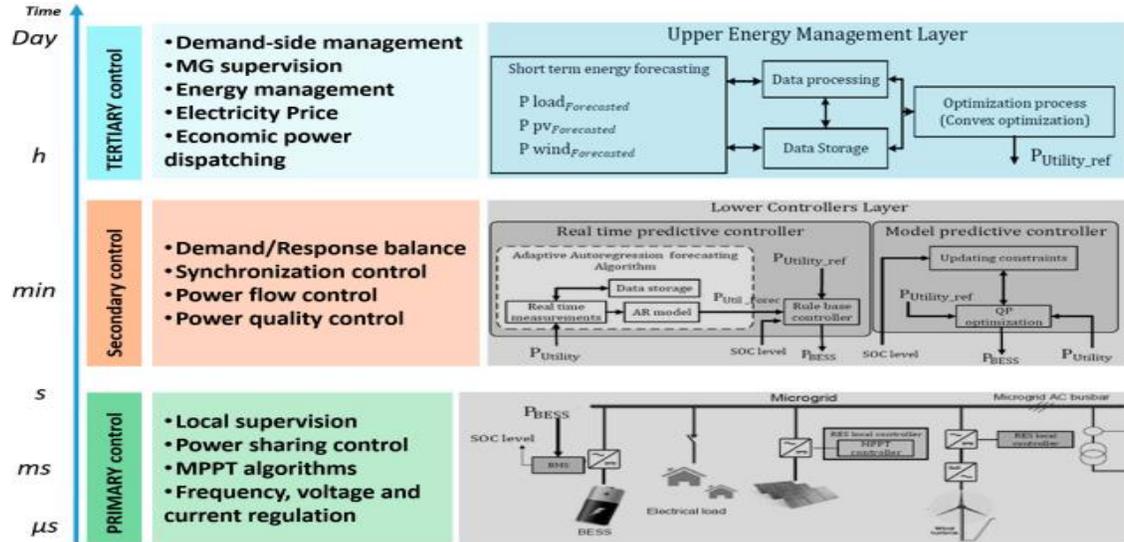


Figure 31: Niveaux de contrôle hiérarchique

- *Avantage :*
 - ✓ Plus adapté aux systèmes MG en courant continu
 - ✓ La tension et le courant sont régulés localement par les convertisseurs source
 - ✓ Régulation flexible de la tension du système dans des intervalles acceptables
 - ✓ Dispatching économique de l'énergie entre les convertisseurs, entre le MG, le réseau électrique et les MG voisins
 - ✓ Générateurs synchrones avec la même fréquence sur l'ensemble du réseau
 - ✓ Les contraintes opérationnelles sont dispatchées à différents niveaux, réduisant le temps de traitement
 - ✓ Amélioration des divergences actuelles entre les contrôleurs
 - ✓ Combinaison des structures de contrôle précédentes
 - ✓ Décision optimale possible. [41].
- *Inconvénients :*
 - ✓ Les générateurs distribués devraient participer à la régulation de la tension et au contrôle de la fréquence
 - ✓ Certains générateurs fonctionnent en mode de puissance limitée tout en ne fournissant que la puissance prévue par le marché de l'électricité ; • Les générateurs distribués sont responsables d'ajuster les différences entre la demande prévue et la

charge réelle. Par conséquent, la demande doit être prévue pour planifier correctement la production des générateurs

- ✓ La coordination des couches adjacentes est nécessaire ; • Aucun transfert d'informations et d'énergie en cas de défaillance de la communication dans la couche supérieure
- ✓ Moins de charges de calcul [41].

4.9. La stabilité de tension des micro-réseau

La stabilité de tension revêt une importance capitale au sein des micro-réseaux, influençant divers aspects critiques de leur fonctionnement. Assurant une alimentation électrique fiable, elle constitue un pilier essentiel de la fiabilité du micro-réseau. En préservant la qualité de l'énergie fournie, elle contribue à éviter des perturbations préjudiciables et des coupures de courant. La sécurité des équipements est également en jeu, car les variations de tension excessives peuvent accélérer l'usure prématurée des dispositifs électriques et électroniques. Dans un contexte opérationnel, un micro-réseau doté d'une stabilité de tension adéquate fonctionne de manière plus efficace, optimisant l'utilisation des équipements et minimisant les pertes d'énergie. Cela devient d'autant plus crucial avec l'intégration croissante d'énergies renouvelables, nécessitant une gestion précise de la tension pour une transition en douceur. En outre, la stabilité de tension est un garant de la sécurité du réseau, évitant des conditions potentiellement dangereuses. En favorisant l'utilisation d'équipements électroniques sensibles et l'adoption de technologies avancées, elle s'érige en un élément central de l'écosystème des micro-réseaux électriques modernes.

Il existe plusieurs méthodes de contrôle pour stabiliser la tension dans un micro-réseau. Voici quelques-unes des approches couramment utilisées :

- ✓ *Régulation de la Fréquence* : En ajustant la fréquence du courant alternatif, le micro-réseau peut contrôler la production et la consommation d'énergie pour maintenir la stabilité de tension. Les générateurs peuvent être synchronisés pour maintenir une fréquence constante.

- ✓ *Contrôle de la Tension* : En ajustant la tension du réseau, le micro-réseau peut réguler la puissance active et réactive. Les dispositifs de contrôle de tension, tels que les régulateurs de tension, sont utilisés pour maintenir la stabilité de la tension dans les limites spécifiées.
- ✓ *Utilisation de Dispositifs de Stockage d'Énergie* : Les systèmes de stockage d'énergie, tels que les batteries, peuvent être utilisés pour absorber l'excès d'énergie lorsqu'elle est surabondante et la libérer lorsque la demande est élevée, contribuant ainsi à maintenir une tension stable.
- ✓ *Contrôle par Réseau Intelligent* : Les algorithmes d'intelligence artificielle, tels que l'apprentissage automatique, peuvent être utilisés pour prédire les variations de charge, optimiser les opérations du micro-réseau et prendre des décisions en temps réel pour maintenir la stabilité de tension.
- ✓ *Droop Control* : Cette méthode ajuste automatiquement la production d'énergie en fonction de la charge du micro-réseau. Les générateurs ajustent leur fréquence et leur tension en fonction de la charge, contribuant ainsi à stabiliser la tension.
- ✓ *Contrôle Centralisé ou Décentralisé* : Un contrôle centralisé peut être utilisé avec un système de gestion central qui prend des décisions pour l'ensemble du micro-réseau. À l'inverse, un contrôle décentralisé permet à chaque générateur ou charge de prendre des décisions localement.

L'utilisation d'une combinaison de ces méthodes dépend des caractéristiques spécifiques du micro-réseau et des objectifs de stabilité de tension. Chaque approche a ses avantages et ses inconvénients, et le choix dépend souvent des exigences particulières du système.

4.10 Les opportunités des microgrid

L'utilisation des ressources existantes dispersées et leur pénétration sur le marché de l'énergie offre divers avantages qui peuvent être largement présentés dans les six opportunités suivantes :

- ✓ *Réduire la dépendance aux sources de carburant importées et contribuer à la régulation de la concurrence sur le marché des principaux carburants :*

L'intérêt croissant pour les concepts de DG (génération distribuée), de DER (ressources énergétiques distribuées) et de MG (microréseaux) peut influencer le marché et le niveau de concurrence pour les principales sources d'énergie. Des pays en développement tels que la Chine et l'Inde ont commencé à construire une infrastructure de production en rapide expansion qui nécessite plus d'énergie. Cela a conduit, entre autres facteurs, à pousser le marché mondial des principaux carburants à un niveau record élevé. Avec le soutien public et l'encouragement suivant l'augmentation rapide des prix des carburants et la préoccupation environnementale liée au réchauffement climatique, les technologies actuelles de DG ont abouti à un taux compatible \$/KWhr avec celui des services publics. Les DG rentables sont alimentés par des sources de carburant locales disponibles plutôt qu'importées. L'impulsion du marché des DG est clairement stimulée par les avantages économiques à tirer par toutes les parties prenantes ainsi que par l'impact environnemental positif de l'utilisation des ressources locales.

✓ *Permettre l'utilisation de sources d'énergie renouvelables (SER) :*

Bien que les systèmes de conversion des SER soient caractérisés par leur nature énergétique intermittente, ils ont un impact environnemental minimal et offrent une source de carburant principale à renouvellement gratuit. De nombreux pays disposent d'une abondance de ressources naturelles et renouvelables qui peuvent être intégrées de manière efficace pour répondre à une partie de la demande. Un exemple en est le succès des systèmes de conversion de l'énergie éolienne distribuée en Allemagne, au Danemark et en Espagne où la pénétration éolienne dépasse 5 à 10 % de la demande nationale totale. Les systèmes de génération des SER peuvent être configurés pour soutenir le réseau public existant ou fonctionner de manière autonome dans des environnements urbains ou ruraux [48-49].

✓ *Aider à l'électrification rurale :*

De nombreux pays en développement et du tiers monde ont besoin de solutions pour l'électrification rurale. Les pays africains et d'Asie du Sud-Est, en particulier, ont le pourcentage le plus élevé d'obscurité rurale. Ces pays n'ont pas la capacité ni les ressources pour construire de grandes centrales de production centralisées ou des infrastructures de transmission, bien que le secteur et ses services soient un moteur important du

développement économique et du bien-être du pays. L'opportunité pour la mise en œuvre de MG à différentes échelles est évidente lorsque l'on considère la richesse de ces pays en SER locales telles que le soleil et le vent. Les SER font partie des principaux carburants incorporés dans de nombreuses applications de DG résidentielles et communautaires dans les pays en développement et sont considérées comme abordables pour les petites communautés rurales. Il est donc tout à fait possible d'incorporer des MG dispersés pour répondre à la demande des communautés rurales sans épuiser leurs ressources financières [50].

- ✓ *Créer des opportunités d'emploi dans un domaine de niche des technologies :* Presque toutes les unités de production décentralisée (DG) sont fabriquées dans des pays développés. Une augmentation de la pénétration des DG et une intégration durable des micro-réseaux signifient davantage d'investissements dans des technologies durables complémentaires et plus d'opportunités d'emploi dans les secteurs de la fabrication [15].

4.11 TECHNOLOGIES DES MICRO-RÉSEAUX

L'infrastructure des micro-réseaux repose sur diverses technologies fondamentales qui englobent la génération distribuée, le stockage réparti, les commutateurs d'interconnexion et les systèmes de contrôle. La mise en place réussie des micro-réseaux implique des défis techniques tels que la conception et l'adoption de technologies abordables. Actuellement, plusieurs innovations sont en cours de développement pour permettre une interconnexion sécurisée et une utilisation efficace des micro-réseaux, comme le met en lumière la Figure 32 [51].

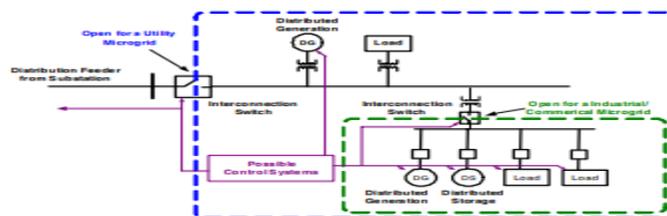


Figure 32: Diagramme du micro-grid

4.11.1 Génération distribuée (GD) :

Les unités de génération distribuée (GD) sont de petites sources d'énergie situées à proximité du point d'utilisation. Les technologies de GD comprennent généralement le photovoltaïque (PV), l'éolien, les piles à combustible, les microturbines et les moteurs à combustion interne à piston avec générateurs. Ces systèmes peuvent être alimentés par des combustibles fossiles ou renouvelables. Certains types de génération distribuée peuvent également fournir du chauffage combiné et de l'électricité en récupérant une partie de la chaleur perdue générée par la source, ce qui peut augmenter considérablement l'efficacité de l'unité de GD. Certaines technologies de GD nécessitent une interface électronique de puissance pour convertir l'énergie en courant alternatif compatible avec le réseau. Cette interface électronique de puissance contient les circuits nécessaires pour convertir l'énergie d'une forme à une autre, comprenant éventuellement un redresseur et un onduleur. Elle est compatible en tension et en fréquence avec le système électrique auquel elle sera connectée et comporte les filtres de sortie nécessaires. L'interface électronique de puissance peut également contenir des fonctions de protection pour le système d'énergie distribuée et le système électrique local, permettant le parallélisme et la déconnexion du système électrique. Ces interfaces électroniques de puissance offrent des capacités uniques aux unités de GD et peuvent améliorer les opérations d'un micro-réseau. En l'absence d'une interface électronique de puissance, la GD aura généralement un ensemble de relais de protection et de commutateurs pour interconnecter en toute sécurité avec le système d'alimentation électrique (EPS) [51].

Stockage distribué : (SD) Les technologies de stockage distribué (SD) sont utilisées dans les applications de micro-réseaux lorsque la génération et les charges du micro-réseau ne peuvent pas être exactement équilibrées. Le stockage distribué comble les besoins de puissance et d'énergie du micro-réseau. La capacité de stockage est définie en termes de temps pendant lequel la capacité énergétique nominale peut couvrir la charge à la puissance nominale. La capacité de stockage peut être ensuite catégorisée en termes d'exigences de densité énergétique (pour les besoins à moyen et long terme) ou en termes d'exigences de densité de puissance (pour les besoins à court et très court terme). Le stockage distribué améliore les performances globales des systèmes de micro-réseaux de trois manières.

Premièrement, il stabilise et permet aux unités de GD de fonctionner à une puissance constante et stable malgré les fluctuations de charge. Deuxièmement, il offre une capacité de survoltage lors de variations dynamiques de l'énergie primaire (telles que celles des sources solaires, éoliennes et hydrauliques). Troisièmement, il permet à la GD de fonctionner de manière transparente comme une unité déclenchable. De plus, le stockage d'énergie peut bénéficier aux systèmes d'alimentation en atténuant les pics de demande d'électricité, en contrant les perturbations momentanées de l'énergie, en assurant une continuité de l'alimentation pendant que les générateurs de secours réagissent, et en réservant de l'énergie pour une demande future [51].

Stockage d'énergie : Il existe plusieurs formes de stockage d'énergie disponibles pouvant être utilisées dans les micro-réseaux, notamment les batteries, les supercondensateurs et les volants d'inertie. Les systèmes de batterie stockent l'énergie électrique sous forme d'énergie chimique. Les batteries sont des systèmes de courant continu (CC) qui nécessitent une électronique de puissance pour convertir l'énergie en courant alternatif (CA) et vice versa. De nombreuses connexions utilitaires pour les batteries sont équipées de convertisseurs bidirectionnels, permettant ainsi de stocker et de prélever de l'énergie des batteries. Les supercondensateurs, également appelés ultracapaciteurs, sont des dispositifs de stockage d'énergie électrique offrant une densité de puissance élevée et une capacité de cycle extrêmement élevée. Les systèmes de volant d'inertie ont récemment retrouvé de l'attention en tant que moyen viable de soutenir la charge critique en cas d'interruption de l'alimentation électrique du réseau en raison de leur réponse rapide par rapport au stockage d'énergie électrochimique. Les progrès dans les domaines de l'électronique de puissance et du contrôle numérique ont conduit à de meilleures conceptions de volants d'inertie, offrant une alternative rentable sur le marché de la qualité de l'énergie. En général, un moteur électrique fournit de l'énergie mécanique au volant d'inertie, et un générateur est couplé sur le même arbre qui produit de l'énergie, si nécessaire, à travers un convertisseur. Il est également possible de concevoir un système bidirectionnel avec une seule machine capable de fonctionner en moteur et en mode de régénération [51].

Commutateur d'interconnexion: Le commutateur d'interconnexion est le point de connexion entre le micro-réseau et le reste du système de distribution. Les nouvelles

technologies dans ce domaine consolident les diverses fonctions de commutation de puissance (commutation de puissance, protection, mesure et communication), traditionnellement assurées par des relais, des équipements matériels et d'autres composants à l'interface utilitaire, en un seul système avec un processeur numérique de signal. Les conditions du réseau sont mesurées à la fois du côté du service public et du côté du micro-réseau par des transformateurs de courant et des transformateurs de potentiel qui déterminent les conditions opérationnelles. Les commutateurs d'interconnexion sont conçus pour répondre aux normes d'interconnexion de réseau (IEEE 1547 et UL 1741 pour l'Amérique du Nord) afin de minimiser l'ingénierie personnalisée, les processus d'approbation spécifiques au site et les coûts. Pour maximiser l'applicabilité et la fonctionnalité, les commandes sont également conçues pour être neutres sur le plan technologique et peuvent être utilisées avec un disjoncteur, ainsi qu'avec des commutateurs statiques plus rapides à base de semi-conducteurs tels que les thyristors et les technologies de transistor bipolaire à grille intégrée, et peuvent être utilisées avec une variété d'actifs de génération distribuée avec des générateurs conventionnels ou des convertisseurs de puissance. Le NREL a collaboré avec ASCO Power Technologies, General Electric et Northern Power Systems pour développer des technologies d'interconnexion avancées permettant aux générateurs distribués de fonctionner en parallèle avec l'EPS de la zone pour un service électrique ininterrompu et la vente d'électricité à l'EPS de la zone [51].

Système de contrôle : Le système de contrôle d'un micro-réseau est conçu pour faire fonctionner en toute sécurité le système en mode parallèle au réseau et en mode autonome. Ce système peut être basé sur un contrôleur central ou intégré en tant que parties autonomes de chaque générateur distribué. Lorsque l'utilité est déconnectée, le système de contrôle doit réguler la tension et la fréquence locales, fournir (ou absorber) la différence instantanée de puissance réelle entre la génération et les charges, fournir la différence entre la puissance réactive générée et la puissance réactive réellement consommée par la charge, et protéger le micro-réseau interne [51].

Chapitre 5 : Stabiliser la tension d'un alternateur synchrone à l'aide de l'AVR (Régulateur Automatique de Tension) et des contrôleurs intelligents.

Dans le domaine de l'ingénierie électrique, la gestion de la production et de la distribution de l'énergie électrique est cruciale pour assurer la fiabilité et l'efficacité des systèmes électriques. L'alternateur synchrone, en particulier, joue un rôle central dans la génération d'électricité et se révèle être une composante fondamentale. Pour garantir une production d'énergie stable et de qualité, il est essentiel de maintenir la tension de sortie de l'alternateur constante. C'est dans ce contexte que l'AVR (Régulateur Automatique de Tension) et les contrôleurs intelligents entrent en jeu, offrant des solutions de pointe pour la stabilisation de la tension. Ce chapitre vise à éclaircir le fonctionnement de l'alternateur synchrone et à examiner en profondeur comment l'AVR et les contrôleurs intelligents contribuent à optimiser la performance, assurant ainsi une alimentation électrique stable et efficace. Nous explorerons également l'importance des régulateurs AVR et les limites des régulations classiques par PID en matière de stabilité de la tension, tout en proposant l'adoption de contrôleurs intelligents pour la régulation de la tension d'un alternateur synchrone, essentiel à la production d'énergie électrique.

5.1 Modèle proposé

Le modèle de régulateur proposé représente celui d'un alternateur d'une centrale hydroélectrique régulé par un AVR (Régulateur Automatique de Tension) avec une fonction du transfert en domaine fréquentiel :

Les composant du modèle en domaine fréquentiel :

$$\text{➤ Amplificateur: } \frac{10}{0.12s+1} \quad (5.1)$$

$$\text{➤ Excitation du circuit: } \frac{1}{0.3s+1} \quad (5.2)$$

➤ Générateur: $\frac{1}{s+1}$ (5.3)

➤ Capteur: $\frac{1}{0.04s+1}$ (5.4)

Voir annexe 9 pour voir les détails des composants de l'avr.

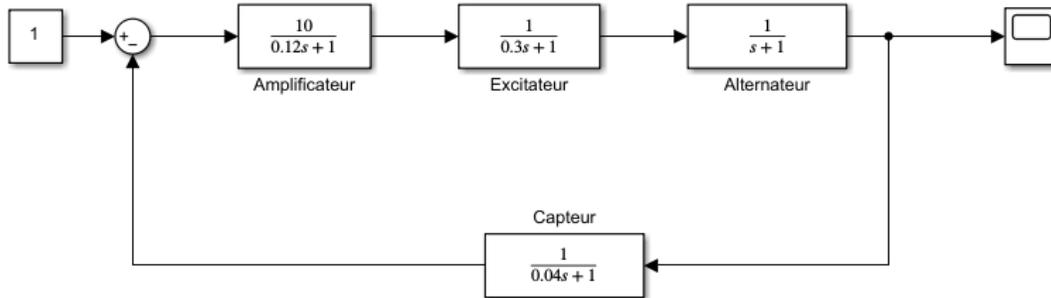


Figure 33: modèle de l'AVR.

5.2 problématique détaillée :

5.2.1 Simulation de l'AVR et l'alternateur :

Pour mettre en lumière la problématique, le système a été simulé dans un premier temps tel qu'il est (AVR et alternateur) sans aucune intervention d'un autre régulateur, les figures 34 et 35 représentent le modèle de l'AVR simple et sa simulation :

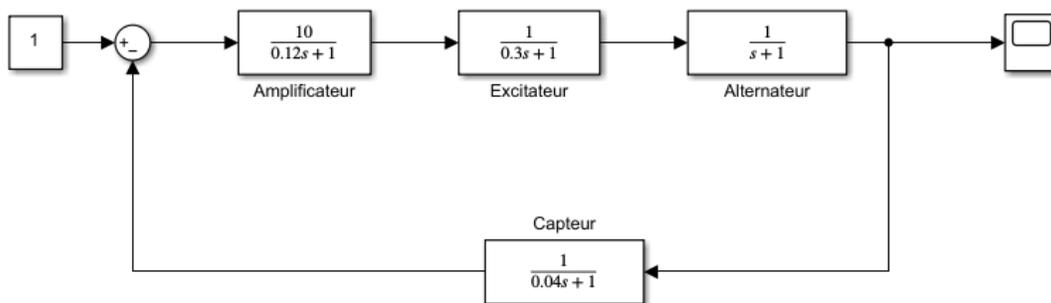


Figure 34: modèle de l'AVR simple.

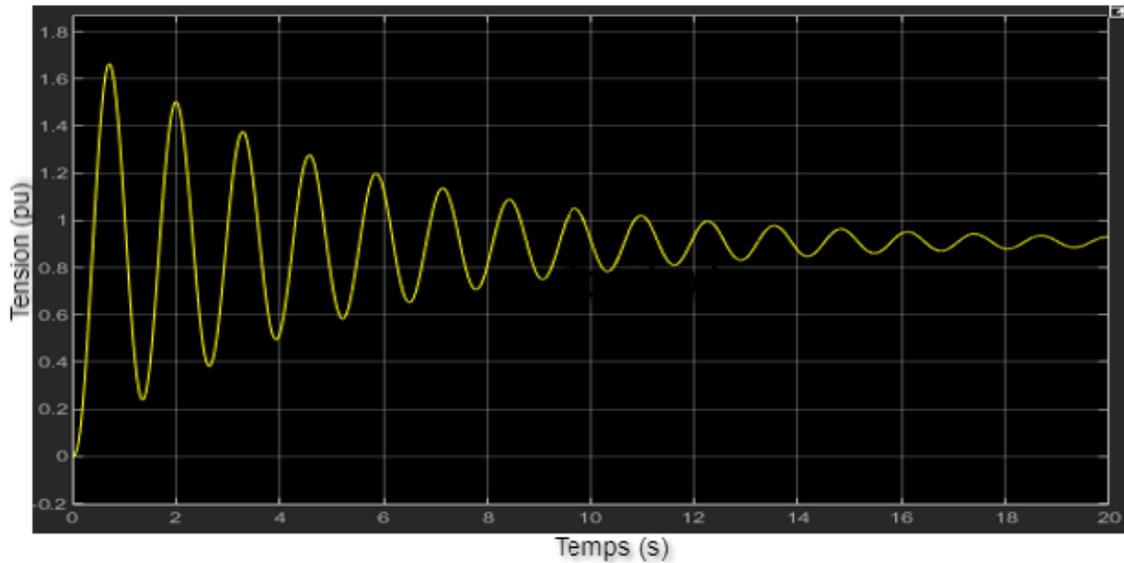


Figure 35: Simulation de l'AVR et l'alternateur.

- *Interprétation* : la sortie du système a fait plusieurs fluctuations sans arriver à la valeur désirée d'où l'impossibilité de faire fonctionner le système sans l'intervention d'une autre régulation.

5.2.2 La régulation de la tension de l'alternateur Par l'AVR et le PID classique

La meilleure méthode classique pour le dimensionnement du PID est la méthode de Ziegler-Nichols, qui donne les valeurs suivantes :

P=1, I=0.25 et D=0.28.

La figure 36 représente le modèle de la régulation de l'alternateur par le PID classique et l'AVR :

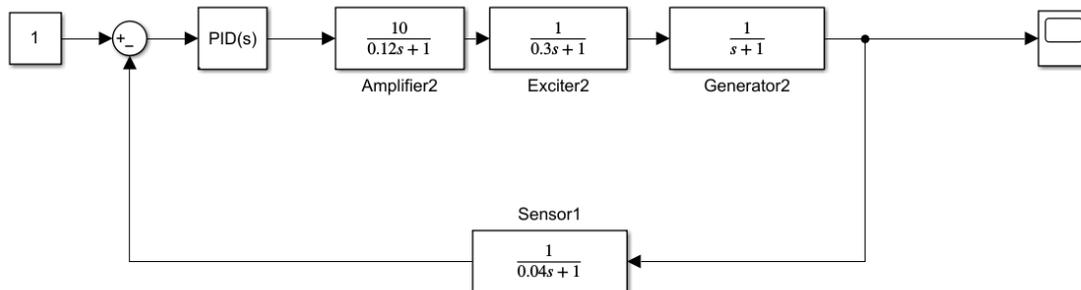


Figure 36 :le modèle de la régulation de l'alternateur par le PID classique et l'AVR.

La figure 37 représente le résultat de la simulation de la régulation de l'alternateur par le PID et l'AVR :

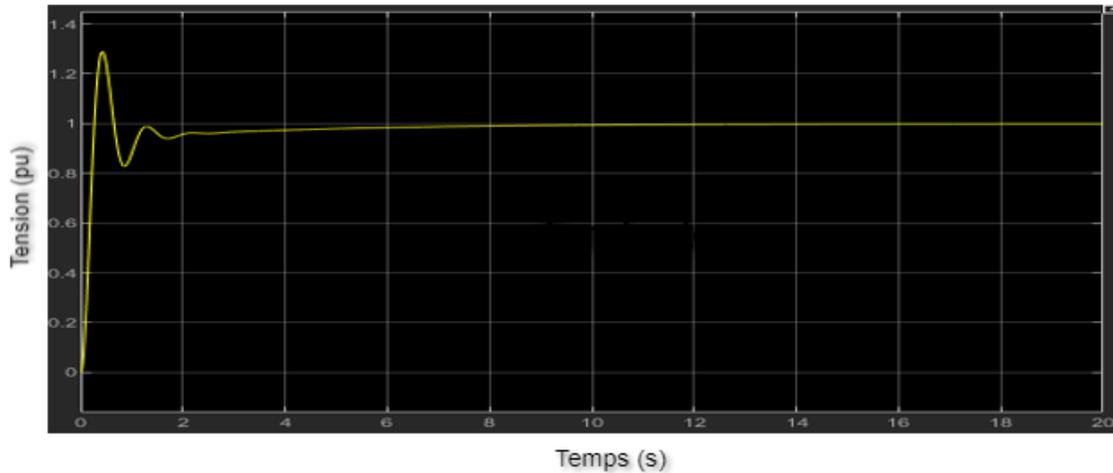


Figure 37: Résultat de la simulation de la régulation de l'alternateur par le PID et l'AVR

- *Interprétation* : On peut constater clairement que le système a fait un grand dépassement avant de tendre vers la valeur désirée. Ainsi, il est possible de conclure que la régulation classique basée sur le PID, dimensionnée par la méthode de Ziegler-Nichols, n'a pas produit de résultats satisfaisants selon les normes d'Hydro-Québec. Donc je suis dans l'obligation de faire appel à des méthode basée sur l'intelligence artificielle afin d'obtenir des résultats satisfaisants.

5.3 Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur basé sur la logique floue.

Dans le domaine de la régulation et du contrôle des systèmes dynamiques, l'innovation et l'efficacité sont cruciales pour répondre aux exigences de performance et de fiabilité. Les méthodes traditionnelles, telles que le dimensionnement d'un régulateur PID via des approches conventionnelles, bien qu'efficaces, rencontrent parfois leurs limites face à des systèmes complexes comme était montré dans le paragraphe précédente. C'est dans ce contexte que l'introduction de la régulation basée sur la logique floue représente une avancée significative. Ce paragraphe explore une approche révolutionnaire, où la régulation floue est mise en œuvre par un régulateur d'une intelligence remarquable. Cette

méthodologie ne se contente pas d'appliquer la logique floue au dimensionnement d'un régulateur PID ; elle présente entièrement le concept de régulation en s'appuyant sur des systèmes capables d'imiter le raisonnement humain pour offrir une adaptabilité et une performance sans précédent. Pour y parvenir, La conception d'un régulateur flou a été réalisée en définissant ses fonctions de fuzzification, les règles de contrôle, ainsi que la phase de défuzzification.

5.3.1 définitions des fonctions d'appartenance

- *Les fonctions d'appartenance d'entrée*

Les fonctions d'appartenance d'entrée représentent la sortie du comparateur ont les caractéristiques suivantes :

Plage d'entrée : La plage de la variable `change_in_voltage` est [0 1], signifiant que l'entrée est normalisée entre 0 et 1.

Nombre des fonctions : 7 fonctions

Fonctions d'appartenances :

EL : Extrêmement Faible,

VL : très faible

L : faible

N : moyen

H : haute

VH : très haute

EH : Extrêmement Haute

Les fonctions d'appartenance d'entrée sont définies comme le montre la figure 38 :

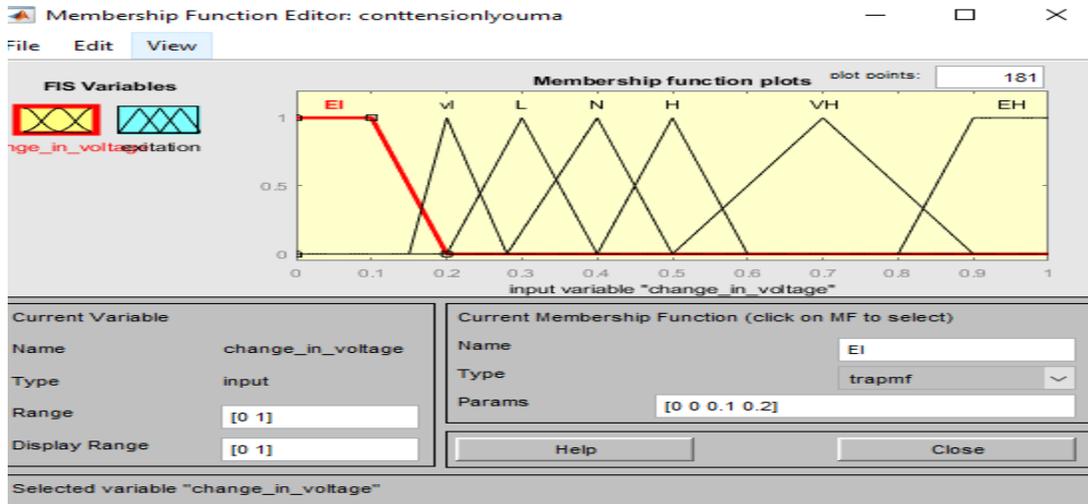


Figure 38: fonctions d'appartenance d'entrée

- Les fonctions d'appartenance de sortie

Les fonctions d'appartenance de sortie représentent la tension d'entrée de l'excitateur qui ont les caractéristiques suivantes :

Plage d'entrée : La plage de la variable excitation est [0 0.5], signifiant que l'entrée est normalisée entre 0 et 0.5.

Nombre des fonctions : 7 fonctions

Fonctions d'appartenances :

EL : Extrêmement Faible,

VL : très faible

L : faible

N : moyen

H : haute

VH : très haute

EH : Extrêmement Haute

Les fonctions d'appartenance de sortie sont définies comme le montre la figure 39 :

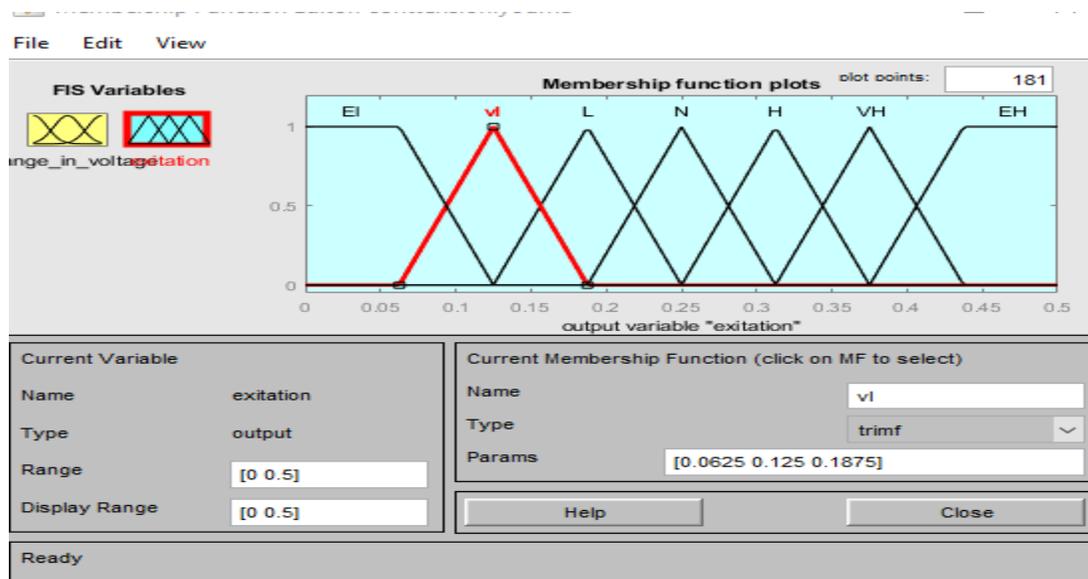


Figure 39: Les fonctions d'appartenance de sortie

5.3.2 La définition des lois

Le tableau 5 montre les lois suivies pour lier les fonctions de l'entrées avec les fonctions de sortie :

Changement de la tension	EL	VL	L	N	H	VH	EH
Excitation	VL	VL	EL	VL	VL	L	EH/VH

Tableau 5 : Les lois du régulateur flou

5.3.3 Défuzzification

Dans le but de calculer la tension de sortie du régulateur flou adéquate à l'état de l'entrée, la valeur floue du bloc d'adaptation doit être convertie en valeur numérique, La figure 40

montre l'évolution tridimensionnelle de la valeur de la consigne en fonction des variations des mesures d'entrée

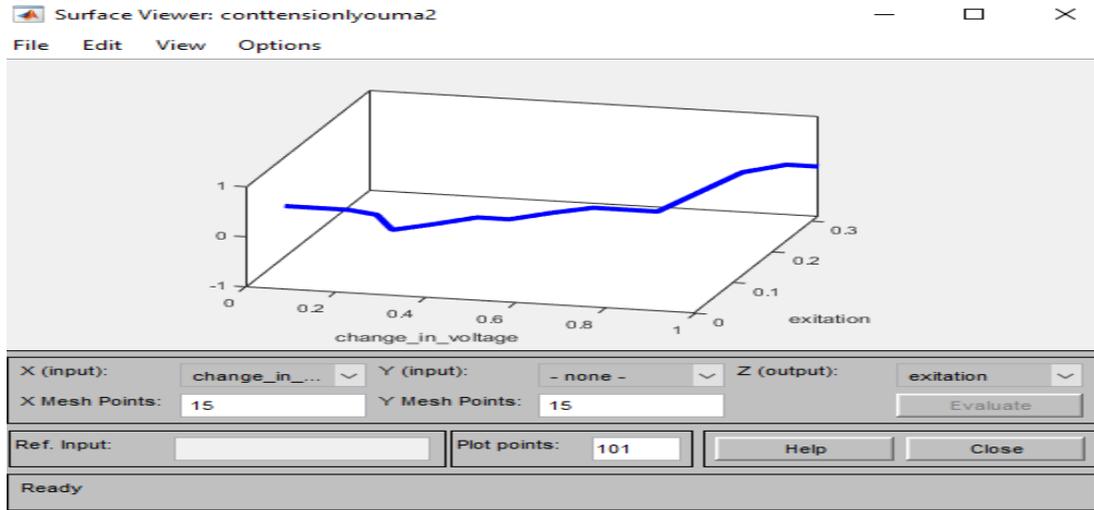


Figure 40 : Représentation tridimensionnelle de l'évolution de La sortie du régulateur flu en fonction de l'entrée

5.3.4 Simulation du système avec le régulateur flu :

Après la conception du régulateur flu, la simulation de l'alternateur avec le régulateur AVR et le régulateur flu a été effectuée. Le schéma Simulink ainsi que les résultats de la simulation sont présentés par les figures 41 et 42:

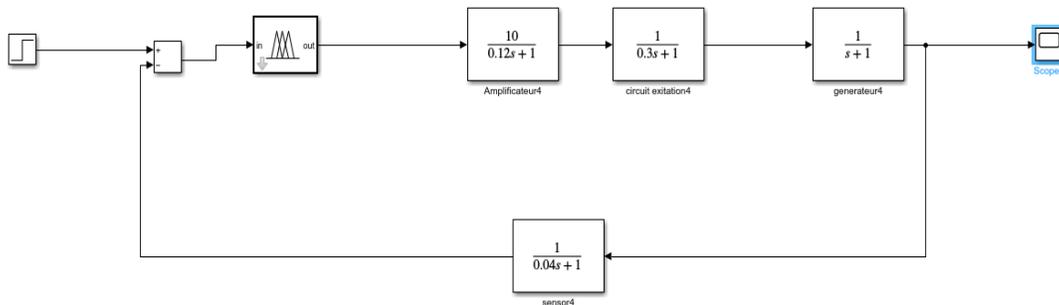


Figure 41: régulation de la tension de l'alternateur par l'AVR et le régulateur flu.



Figure 42: résultat de la simulation de la régulation de la tension de l'alternateur par l'AVR et le régulateur flou.

- *Interprétation* : Après avoir simulé le nouveau système nous pouvons constater clairement que le régulateur flou combiné avec l'AVR a donné un meilleur résultat (aucune fluctuation avec un temps de réponse court).

5.4 Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur basé sur les réseaux de neurones.

Après la conception du régulateur flou, l'élaboration d'une autre solution a été envisagée. Cette fois-ci, il s'agissait de concevoir un régulateur neuronal qui serait combiné avec le régulateur automatique de tension (AVR) afin de stabiliser la tension de l'alternateur.

5.4.1 Acquisition des données

Pour entraîner les réseaux de neurones du nouveau régulateur, il a été nécessaire de disposer d'une base de données représentant les entrées et les sorties du régulateur. À cet effet, les données issues du régulateur PID ont été utilisées. Par la suite, la simulation et l'ajustement des données ont été réalisés jusqu'à l'obtention d'une base de données qui a

fourni les meilleurs résultats.

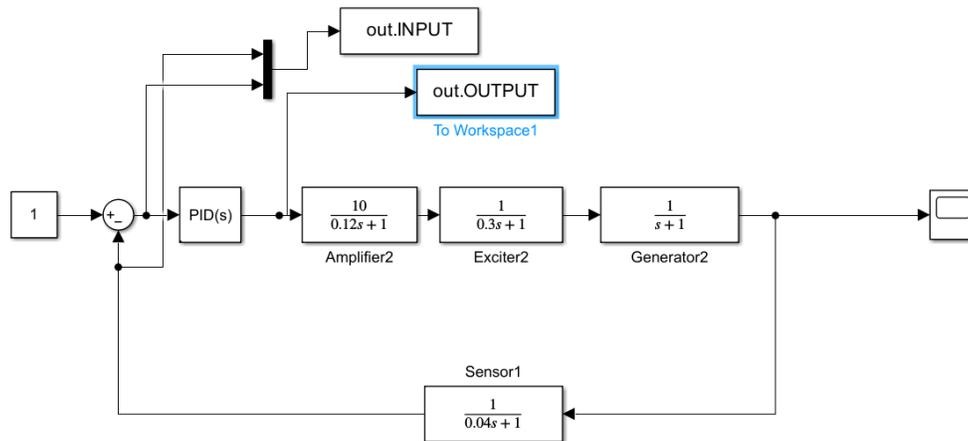


Figure 43: montage d'acquisition des données

Après l'acquisition des données et les ajustements réalisés, 200002 données en entrée représentant le signal d'erreur provenant du comparateur, 200002 données en entrée représentant la tension de sortie du capteur, et 200002 données en sortie représentant la sortie du régulateur PID ont été obtenues.

5.4.2 Entraînement des réseaux de neurones.

En utilisant le bloc d'entraînement disponible dans MATLAB (Neural Network Toolbox), les données d'entrée et de sortie ont été importées. 70 % de ces données ont été allouées à l'entraînement, 15 % à la validation et 15 % au test. Une architecture à deux couches cachées a été adoptée, avec respectivement 10 neurones dans la première couche et 1 neurone dans la seconde. L'algorithme de Levenberg-Marquardt a été sélectionné pour l'apprentissage. Les résultats et les caractéristiques de l'entraînement sont présentés ci-dessous :

- *Modèle du réseau de neurones*

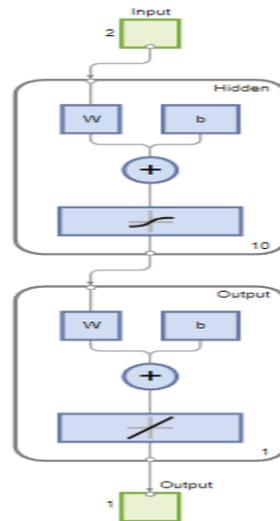


Figure 44 : modèle du réseau de neurones feedforward utilisé.

La figure 44 illustre un modèle de réseau de neurones artificiels feedforward avec une architecture 2-10-1, ce qui est assez typique pour un réseau de neurones simple avec une couche cachée

Couche d'Entrée (Input) : Il y a deux neurones d'entrée, comme indiqué par le chiffre "2" dans la boîte verte. Cela suggère que le réseau accepte un vecteur d'entrée de dimension 2.

Couche Cachée (Hidden) : La couche cachée est composée de 10 neurones, ce qui est indiqué par le chiffre "10" en dessous de cette couche. Les poids (W) et les biais (b) sont représentés comme faisant partie du processus de la couche cachée, impliquant que chaque neurone effectuera une somme pondérée de ses entrées et ajoutera le biais avant d'appliquer une fonction d'activation, symbolisée par le graphique en forme de S (probablement la fonction d'activation sigmoïde).

Couche de Sortie (Output) : La couche de sortie a un seul neurone, indiqué par le chiffre "1". Cela indique que le réseau produit une sortie scalaire. Comme pour la couche cachée, les poids (W) et le biais (b) sont utilisés pour calculer la sortie.

Sortie (Output) : La valeur calculée par la couche de sortie est finalement envoyée à l'extérieur du réseau, comme indiqué par la boîte verte en bas avec le chiffre "1".

- *Graphique des performances de validation du réseau de neurones*

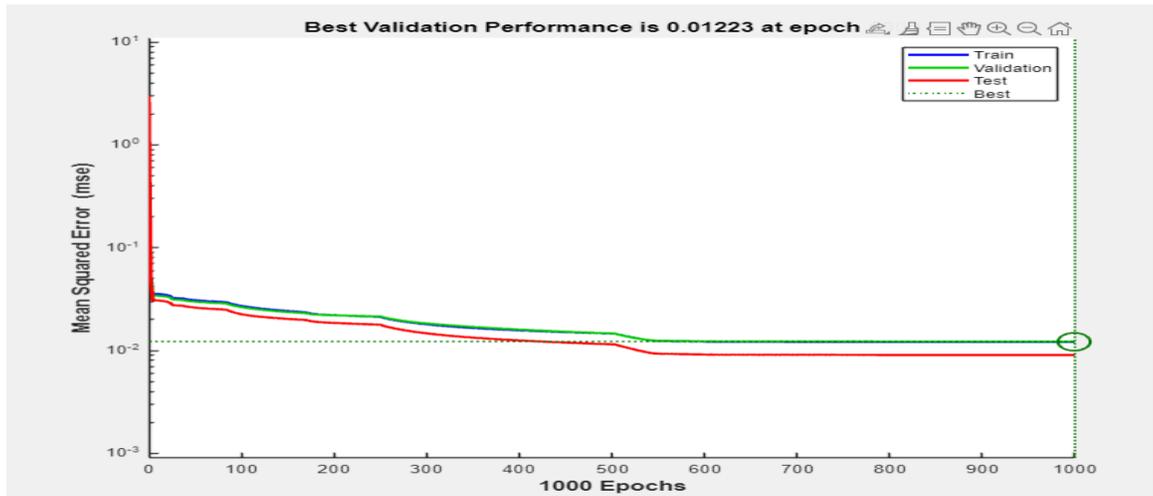


Figure 45: Graphique des performances de validation du réseau de neurones.

La figure 45 montre un graphique des performances de validation du réseau de neurones entraîné à l'aide de MATLAB. Voici les détails que nous pouvons déduire :

Axe des ordonnées (vertical) : L'échelle logarithmique montre l'erreur quadratique moyenne (MSE) en fonction des époques. L'erreur quadratique moyenne est un indicateur commun de la différence entre les valeurs prédites par un modèle ou un estimateur et les valeurs réelles.

Axe des abscisses (horizontal) : Représente le nombre d'époques (itérations) pendant l'entraînement du réseau de neurones, allant jusqu'à 1000.

Train (ligne rouge) : Représente l'erreur d'entraînement qui décroît avec le temps, indiquant que le réseau de neurones apprend à partir des données d'entraînement.

Validation (ligne verte) : Montre l'erreur de validation. Elle est cruciale pour évaluer la performance du modèle sur des données non vues durant l'entraînement.

Test (ligne bleue) : Indique l'erreur sur le jeu de données de test, utilisé pour évaluer la généralisation du modèle.

Best (pointillés noirs) : Pointe la meilleure performance de validation obtenue pendant l'entraînement, qui est de 0.01223 à l'époque indiquée par la ligne verticale pointillée.

Point encerclé : Le cercle sur la ligne de validation à l'extrême droite indique l'époque où le modèle a atteint la meilleure performance de validation avant de s'arrêter, dans le cas où une technique d'arrêt prématuré (early stopping) aurait été utilisée pour prévenir le surajustement.

Le graphique suggère que le modèle s'est bien comporté puisque les erreurs de formation, de validation et de test ont diminué de manière similaire, ce qui indique un bon ajustement. L'écart faible entre ces trois mesures suggère également que le modèle n'est ni en surapprentissage (overfitting), ni en sous-apprentissage (underfitting).

- *L'histogramme d'erreur*

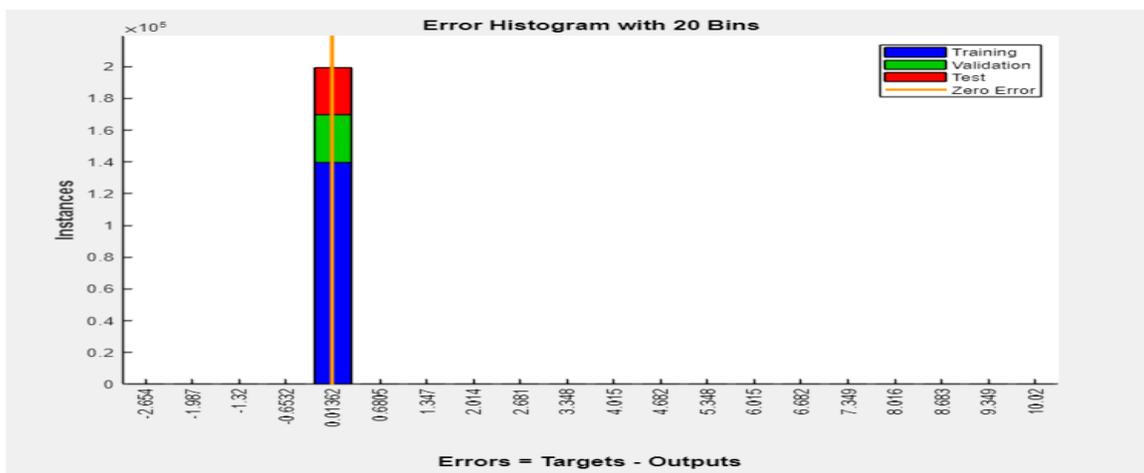


Figure 46: L'histogramme d'erreur

La figure 46 illustre la distribution des erreurs de prédictions du modèle de réseau de neurones, segmentée en fonction des ensembles de données d'entraînement, de validation et de test. Voici comment interpréter cet histogramme :

Axe des abscisses (horizontal) : Représente les valeurs des erreurs, calculées comme la différence entre les cibles (valeurs réelles ou attendues) et les sorties (valeurs prédites par le modèle). Ces erreurs sont regroupées en "bins" ou intervalles.

Axe des ordonnées (vertical) : Indique le nombre d'instances (prédictions) qui tombent dans chaque intervalle d'erreur.

Barres colorées :

Bleu : Nombre d'instances pour l'ensemble d'entraînement.

Vert : Nombre d'instances pour l'ensemble de validation.

Rouge : Nombre d'instances pour l'ensemble de test.

Orange : La ligne verticale représente l'erreur zéro, c'est l'objectif idéal où les prédictions sont exactement égales aux cibles.

L'histogramme montre une concentration très élevée de prédictions autour de l'erreur zéro, ce qui est un signe que le modèle prédit très bien ou avec une très faible erreur. La barre la plus haute, où les trois couleurs sont superposées, illustre que la majorité des erreurs pour les ensembles d'entraînement, de validation et de test sont très proches de zéro.

Si la majorité des prédictions sont concentrées autour de l'erreur zéro et que les distributions des erreurs pour l'entraînement, la validation et le test sont similaires, cela indique que le modèle est bien généralisé et performe de manière cohérente à travers tous les ensembles de données.

- *Graphiques de régression*

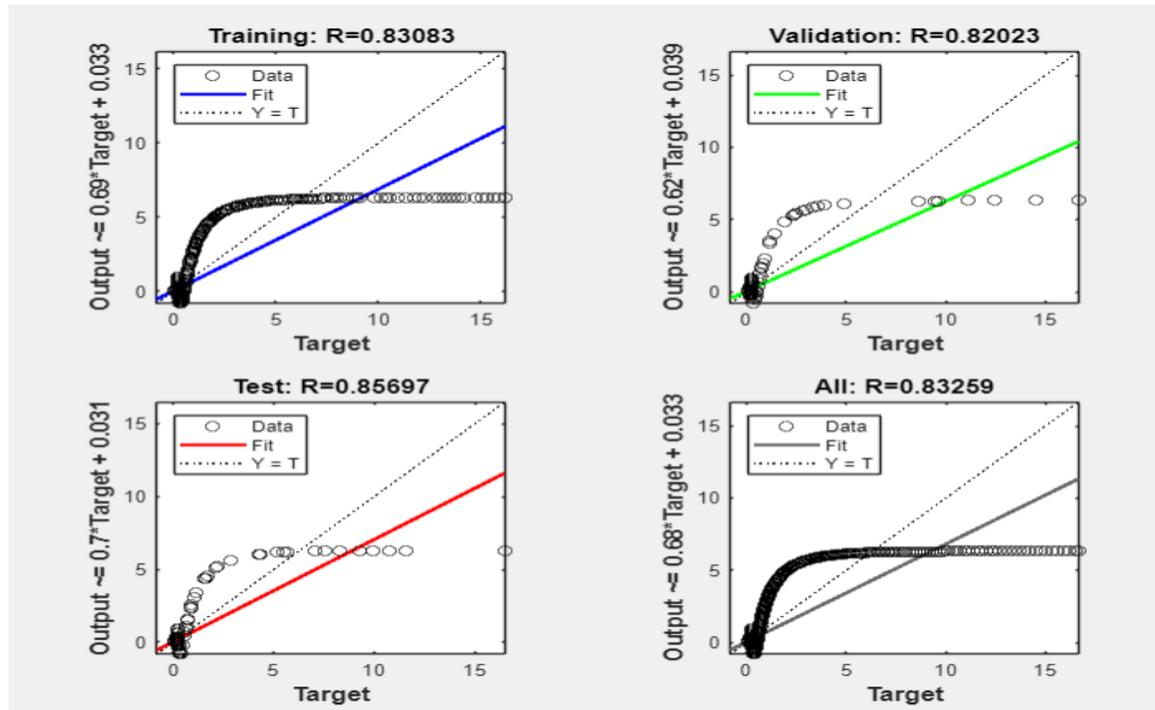


Figure 47: *Graphiques de régression.*

La figure 47 montre quatre graphiques de régression issus d'un outil d'analyse de réseau de neurones, (MATLAB Neural Network Toolbox). Ces graphiques comparent les sorties prédites par le réseau (Output) aux valeurs cibles (Target) pour différentes portions de données :

Entraînement (Training) : Le coefficient de corrélation (R) pour l'ensemble d'entraînement est de 0.83083, indiquant une assez bonne corrélation entre les valeurs prédites et les cibles.

Validation : Pour l'ensemble de validation, R est de 0.82023, montrant également une bonne corrélation et suggérant que le modèle généralise bien sur les données qu'il n'a pas vues pendant l'entraînement.

Test : L'ensemble de test présente un R de 0.85697, ce qui est légèrement meilleur que pour les ensembles d'entraînement et de validation, suggérant que le modèle prédit bien les données de test.

Tous (All) : Enfin, le coefficient de corrélation pour l'ensemble des données est de 0.83259, ce qui est une bonne indication que le modèle performe de manière consistante à travers toutes les données.

Dans chaque graphique :

Les points circulaires ouverts représentent les données réelles (Data).

La ligne continue (Fit) est le meilleur ajustement linéaire pour ces points.

La ligne pointillée ($Y = T$) représente la ligne où la sortie serait égale à la cible, ce qui serait le cas idéal.

- *Interprétation* : Après l'analyse de l'entraînement des données, on peut constater que l'entraînement était de bonne qualité, indiquant que la base de données et les paramètres d'entraînement choisis étaient adaptés. Par la suite, ces résultats ont été implémentés dans un modèle Simulink pour réaliser la simulation. Les figures 48 et 49 représentent le bloc Simulink du régulateur neuronal.

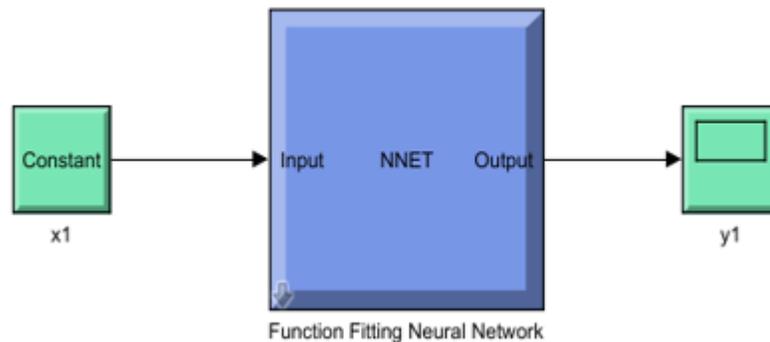


Figure 48: bloc simulink du régulateur neuronal.

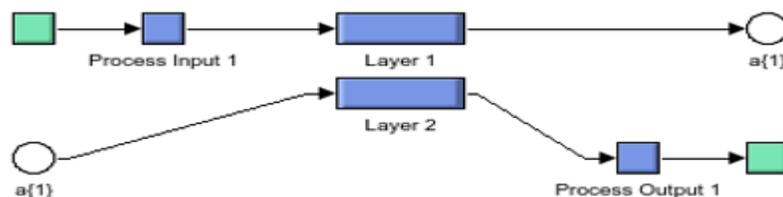


Figure 49: la couche cachée du régulateur neuronal

5.4.3 Simulation du modèle

Par la suite, la simulation du régulateur neuronal combiné avec l'AVR a été réalisée pour réguler la tension de l'alternateur. Les figures 50 et 51 présentent le schéma Simulink de l'ensemble ainsi que les résultats de la simulation.

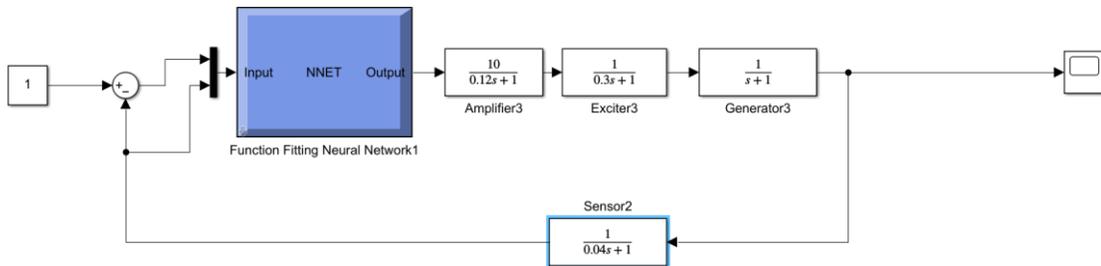


Figure 50 : régulation de la tension de l'alternateur par l'AVR et le régulateur neuronal.



Figure 51: résultat de la simulation de la régulation de la tension de l'alternateur par l'AVR et le régulateur neuronal.

➤ Interprétation :

La simulation a montré l'efficacité du régulateur neuronal combiné avec l'AVR, à donner un meilleur résultat.

5.5 Stabiliser la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur hybride de type neuro-flou

Après avoir réalisé la régulation de l'alternateur à l'aide de l'AVR combiné, dans un premier temps, avec un régulateur flou, puis dans un second temps avec un régulateur neuronal, un

régulateur hybride neuro-flou a été développé. Ce dernier combine les avantages des deux méthodes précédentes.

5.5.1 La conception du régulateur neuro-flou.

Comme son nom l'indique, il s'agit d'un régulateur hybride qui combine à la fois les aspects flous et neuronaux. Ainsi, dans la conception de ce régulateur, on a d'abord travaillé sur la partie floue, puis sur la partie neuronale. Tout cela a été réalisé avec un outil MATLAB appelé Neuro-Fuzzy Designer.

- *Partie de la logique floue*

Dans l'outil Neuro-Fuzzy Designer, on a choisi des paramètres flous avec 10 fonctions d'appartenance pour les entrées et les sorties, et le type triangulaire pour ces fonctions. C'est le Neuro-Fuzzy Designer qui a géré la répartition des fonctions, choisi les plages et réalisé la phase de défuzzification. Les résultats obtenus sont présentés dans les figures 52 et 53 :

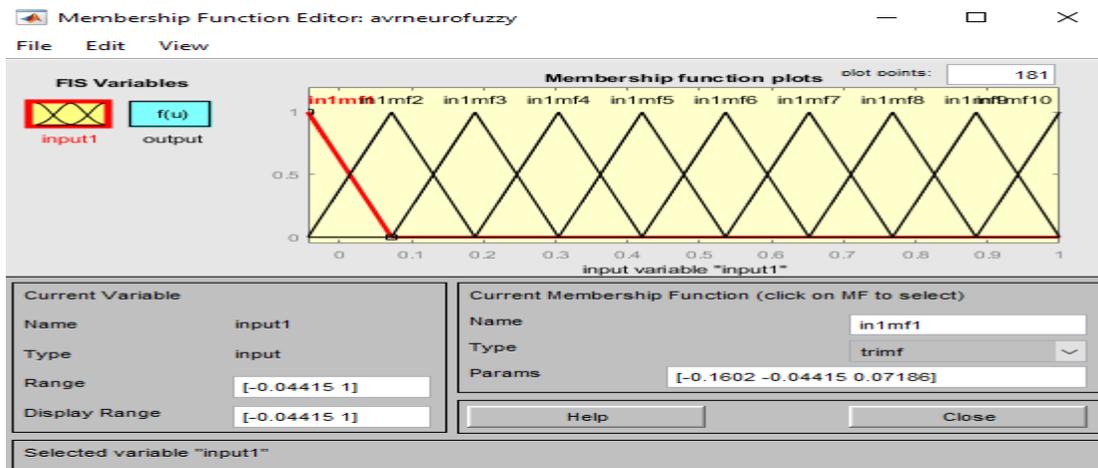


Figure 52: fonctions d'appartenance d'entrée.

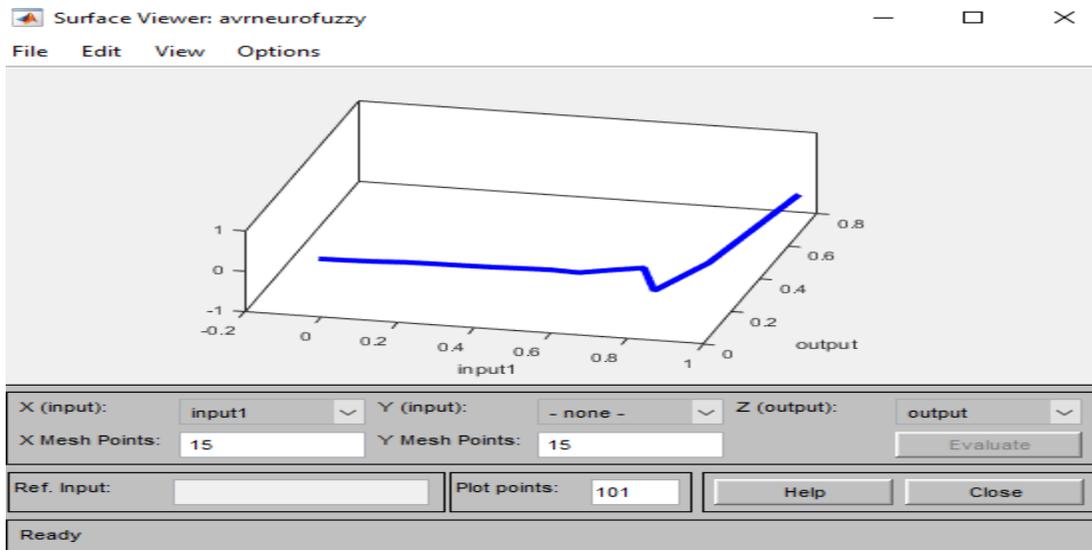


Figure 53: Représentation tridimensionnelle de l'évolution de La sortie du régulateur flou en fonction de l'entrée.

- *La partie des réseaux de neurones*

Ce qui a été observé avec le régulateur neuro-flou est qu'il ne nécessite pas autant de données pour l'entraînement du réseau de neurones par rapport au régulateur neuronal, en raison du fait que la partie neuronale est supportée par la logique floue. Par conséquent, l'ensemble de données a été réduit jusqu'à obtenir une unique entrée avec une sortie correspondante, totalisant 1597 enregistrements. Il a suffi d'utiliser une seule couche cachée de 11 neurones, et l'entraînement a été configuré pour s'effectuer sur 100 itérations. Les schémas illustrant le paramétrage du bloc Neuro-Fuzzy Designer sont présentés dans la figure 54 :

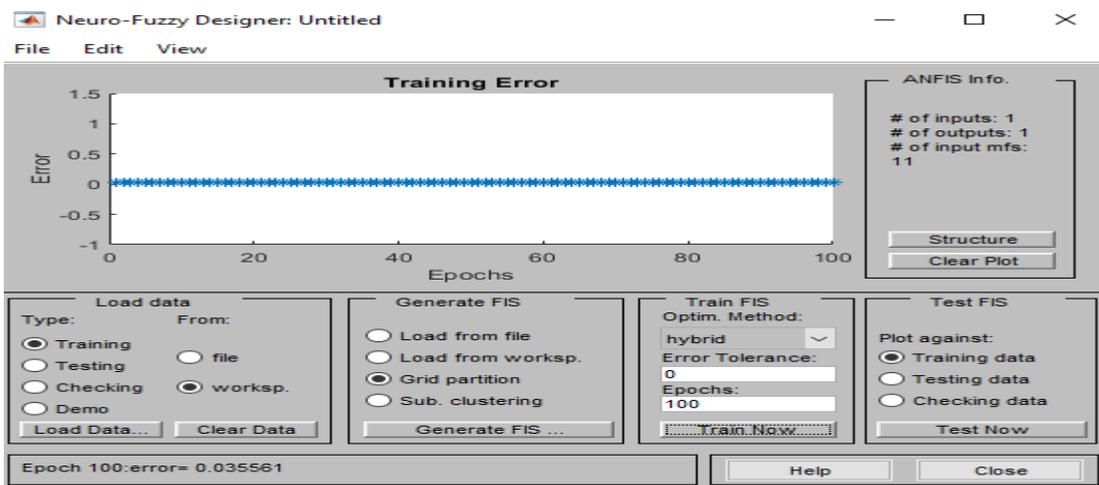


Figure 54: entraînement de la partie neuronale du régulateur neuro-flou.

Remarque_: L'outil Neuro-Fuzzy Designer ne fournit pas de détails sur les caractéristiques du processus d'entraînement à part l'erreur, contrairement à celui de Neural Network Toolbox avec lequel on a réalisé la conception du régulateur neuronal.

- *Interprétation :* D'après le schéma précédent, on peut remarquer qu'après 100 itérations, l'erreur d'entraînement tend vers 0.036, ce qui constitue une petite erreur. Par conséquent, j'ai procédé à la simulation.

5.5.2 Simulation du système avec le régulateur neuro-flou :

Après avoir fait la conception du régulateur flou et neuronal on a passé à la simulation de l'alternateur avec le régulateur AVR et le régulateur neuro-flou, les figures 55 et 56 représentent son modèle sous Simulink avec le résultat de la simulation :

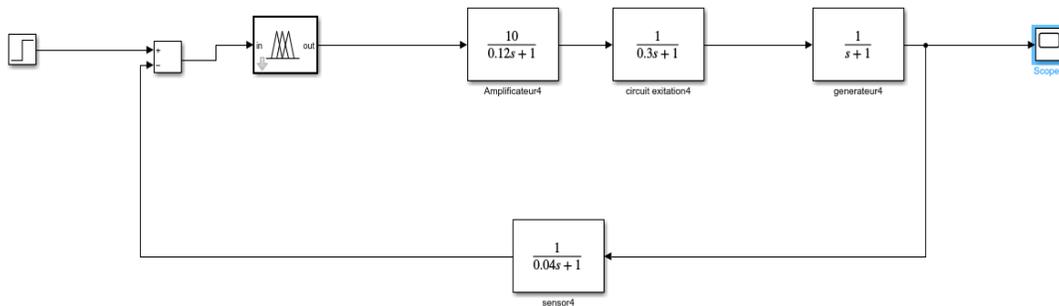


Figure 55: régulation de la tension de l'alternateur par l'AVR et le régulateur neuro-flou.



Figure 56: résultat de la simulation de la régulation de la tension de l'alternateur par l'AVR et le régulateur neuro-flou.

- *Interprétation* : Après avoir simulé le nouveau système nous pouvons constater clairement que le régulateur neuro-flou combiné avec l'AVR a donné un meilleur résultat (aucune fluctuation avec un temps de réponse court).

Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons exploré l'amélioration de la régulation de tension d'un alternateur électrique à travers l'application de trois stratégies de régulation avancées, en combinaison avec un régulateur automatique de tension (AVR). Chaque méthode a été appliquée dans le but d'optimiser la stabilité et la réponse de la tension de l'alternateur.

La première méthode examinée a été l'utilisation d'un régulateur flou combiné avec l'AVR. Cette approche a permis une modulation plus souple de la tension, grâce à l'adaptabilité des règles floues qui ajustent dynamiquement les paramètres de contrôle en fonction des conditions réelles de fonctionnement. Les résultats ont démontré une amélioration notable de la réponse de la tension, tout en évitant les oscillations et en améliorant le temps de réponse.

La deuxième méthode a impliqué un régulateur basé sur les réseaux de neurones, également intégré à l'AVR. Cette technique a exploité la capacité des réseaux de neurones à apprendre et à prédire les comportements complexes à partir de données historiques, résultant en une précision accrue de la régulation.

Finalement, nous avons investigué une approche hybride, combinant les régulateurs flou et neuronal avec l'AVR, pour tirer parti des forces complémentaires des deux méthodes. Le régulateur hybride neuro-flou a montré une efficacité supérieure en termes de précision de la régulation de tension et de rapidité de réponse. Cette méthode combine l'adaptabilité et la flexibilité du contrôle flou avec la capacité d'apprentissage et de généralisation des réseaux de neurones.

Chapitre 6 : stabiliser la tension d'un micro-réseau électrique AC/DC à l'aide d'un régulateur intelligent non-linéaire.

Dans le contexte de l'électrification croissante des zones rurales et des installations décentralisées, les micro-réseaux électriques émergent comme des solutions prometteuses pour fournir une alimentation fiable et stable aux communautés isolées. Cependant, la gestion de la tension dans ces micro-réseaux présente des défis particuliers, en raison de leur taille réduite, de la variabilité des sources d'énergie renouvelable et de la diversité des charges connectées. Ainsi, stabiliser la tension devient une préoccupation centrale pour assurer un fonctionnement efficace et durable de ces systèmes. Ce chapitre se concentre sur des différentes stratégies et technologies intelligentes et non linéaires utilisées pour stabiliser la tension dans un micro-réseau électrique, en examinant les principes fondamentaux, les techniques de contrôle et les dispositifs de régulation impliqués.

6.1 Système proposé

Le micro-réseau étudié est composé d'une batterie, d'un panneau solaire et d'un supercondensateur, connectés par l'intermédiaire d'un bus DC, avec une charge variable (DC), ce micro-réseau est connecté avec une charge variable AC en mode îloté et une connexion au réseau électrique mode connecté.

Pour modéliser le réseau, j'ai opté pour des modèles basés sur les équations différentielles des composants, car ils offrent une précision accrue, représentent l'état dynamique des composants et capturent également les non-linéarités de ces derniers, dans le but de réaliser des simulations fidèles à la réalité. Voilà un schéma synoptique du micro-réseau proposé et les équations du modèle :

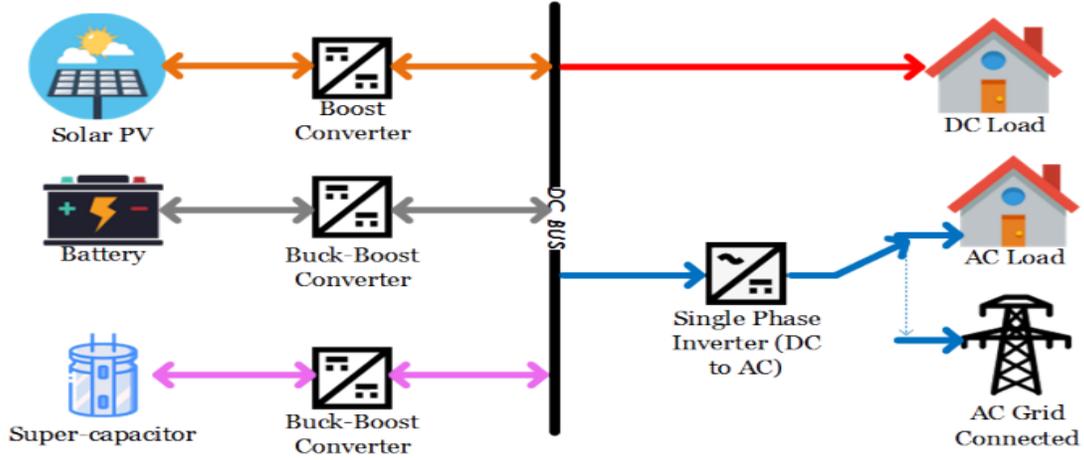


Figure 57: schéma synoptique du micro-réseau DC/AC sujet de recherche.

Voilà les équations dynamiques du modèle :

$$\dot{x}_1 = \frac{I_{pv}}{C_1} + \frac{x_2 \times u_1}{C_1} \quad (6.1)$$

$$\dot{x}_2 = \frac{x_1 \times u_1}{L_1} + \frac{x_5 \times (1 - u_1)}{L_1} \quad (6.2)$$

$$\dot{x}_3 = \frac{V_{bat}}{L_2} - \frac{x_3 \times R_4}{L_2} - \frac{x_5 \times u_{23}}{L_2} \quad (6.3)$$

$$\dot{x}_4 = \frac{V_{sc}}{L_3} - \frac{x_4 \times R_5}{L_3} - \frac{x_5 \times u_{45}}{L_3} \quad (6.4)$$

$$\dot{x}_5 = \frac{x_2(1-u_1)}{C_0} + \frac{u_{23} \times x_3}{C_0} + \frac{x_4 \times u_{45}}{C_0} - \frac{I_{load}}{C_0} \quad (6.5)$$

$$\dot{x}_6 = x_7 \quad (6.6)$$

$$\dot{x}_7 = -\frac{x_6}{L_4 \times C_2} - \frac{x_7 \times R_6}{L_4} + H(t) + \frac{x_5 \times u_6}{L_4 \times C_2} \quad (6.7)$$

$$\dot{x}_8 = \frac{x_5 \times u_7}{L_5} + \frac{x_8 \times R_7}{L_5} \quad (6.8)$$

Avec :

x_1 représente la tension du panneau solaire PV.

x_2 représente la tension de l'inducteur.

x_3 représente le courant à travers l'inductance L_2 .

x_4 représente le courant à travers l'inductance L_3 .

x_5 représente la tension du bus DC.

x_6 représente le courant à travers l'inductance L_4 .

x_7 représente la tension de la charge AC en mode isolé (islanded mode).

x_8 représente la tension de sortie de l'onduleur DC/AC en mode connecté au réseau (grid-connected mode).

$H(t)$ représente les perturbations externes qui sont causé par la variation de la charge AC en mode isolé.

Et

u_1 : signal de commande du convertisseur boost connecté au panneau photovoltaïque.

u_{23} : signal de commande du convertisseur buck- boost connecté à la batterie.

u_{45} : signal de commande du convertisseur buck-boost connecté au super-condensateur.

u_6 : signal de commande de l'onduleur connecté a la charge AC en mode iloté.

u_7 : signal de commande de l'onduleur connecté au réseau en mode connecté.

Et

R_1 : Résistance de la charge du convertisseur boost du panneau solaire.

R_2 : Résistance de la ligne de transmission connectée au bus DC.

R_3 : Résistance interne de la batterie.

R_4 : Résistance de la ligne de transmission connectée à la batterie.

R_5 : Résistance interne du supercondensateur.

R_6 : Résistance de la charge de l'onduleur en mode îloté.

R_7 : Résistance de la charge de l'onduleur en mode connecté (grid).

Et

C_0 : Capacité du bus DC, utilisée pour maintenir la tension du bus DC.

C_1 : Capacité de filtrage utilisée dans le convertisseur boost du panneau solaire.

C_2 : Capacité de filtrage utilisée dans le convertisseur de l'onduleur en mode îloté.

Et

L_1 : Inductance du convertisseur boost connecté au panneau solaire.

L_2 : Inductance du convertisseur buck-boost connecté à la batterie.

L_3 : Inductance du convertisseur buck-boost connecté au supercondensateur.

L_4 : Inductance de filtrage de l'onduleur en mode îloté (AC).

L_5 : Inductance de filtrage de l'onduleur en mode connecté (grid).

Voire annexe numéros 10 pour plus des détails du développement des équations du micro-réseaux électriques, les figures 58, 59 et 60 représentent le modèle des équations des composants du micro-réseau sous matlab simulink :

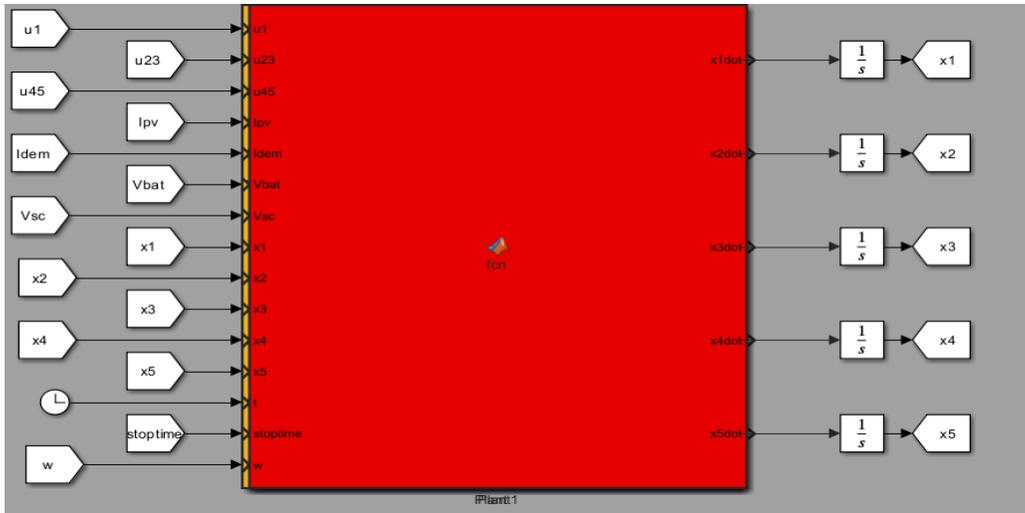


Figure 58: représentation des équation du panneau solaire, batterie super condensateur et le bus.

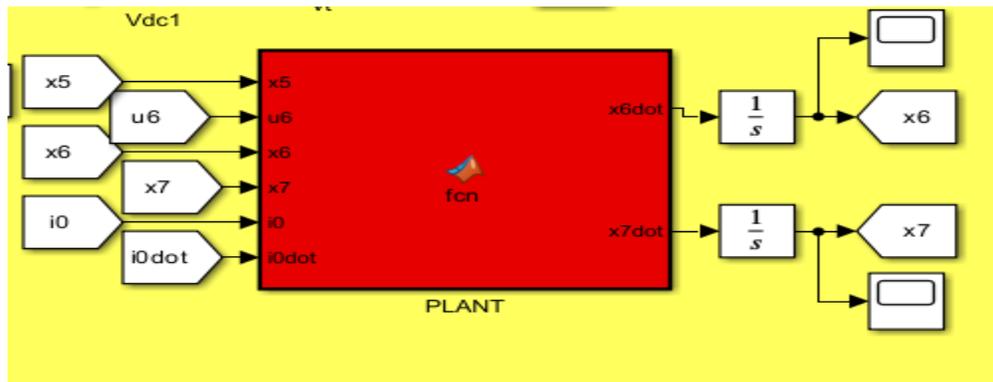


Figure 59: représentation des équations en mode îloté

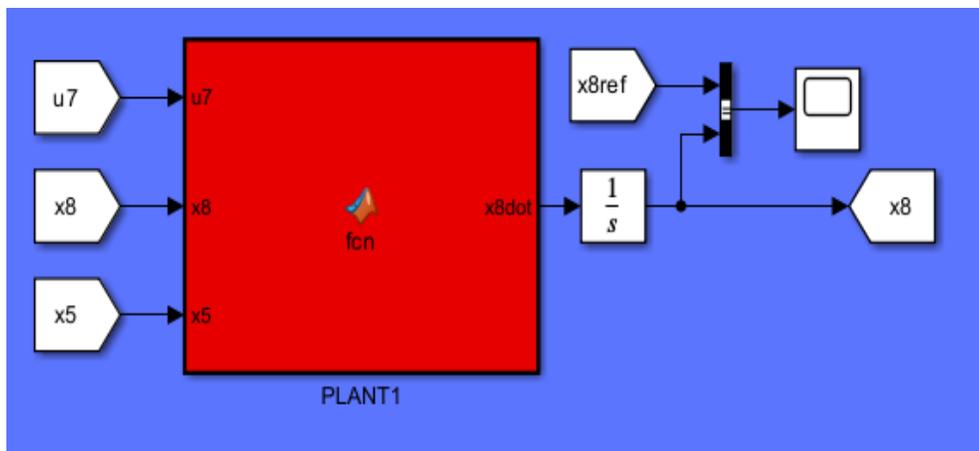


Figure 60: représentation des équations du système en mode connecté.

6.2 Stratégie de contrôle

Afin de réguler le micro-réseau électrique, une meilleure stratégie de contrôle a été mise en place, basée sur une méthode complémentaire entre les régulateurs non linéaires et l'intelligence artificielle, dans le but de contrôler toutes les perturbations de la tension dans le micro-réseau et d'atteindre une régulation optimale.

Tout d'abord, un régulateur non linéaire basé sur une surface de glissement a été utilisé, accompagné de la mise en œuvre de la technique de conditionnement STA, laquelle a été connectée au composant du micro-réseau électrique. Cette approche est justifiée par le fait que le micro-réseau présente des non-linéarités significatives.

Ensuite, l'intelligence artificielle a été employée dans trois aspects principaux. Premièrement, la référence de la tension de sortie du panneau photovoltaïque a été générée par la méthode MPPT, basée sur les réseaux de neurones artificiels. En effet, sans l'utilisation de la méthode de Maximum Power Point Tracking (MPPT), un panneau photovoltaïque peut perturber la tension d'un réseau électrique de plusieurs manières. Lorsque le panneau photovoltaïque fonctionne sans contrôle du point de puissance maximale, sa tension de sortie peut varier considérablement en fonction des conditions d'ensoleillement et de la charge. En cas de luminosité variable, la tension produite par le panneau peut fluctuer, entraînant ainsi des variations significatives de la tension dans le système électrique auquel il est connecté. Ces fluctuations peuvent dépasser les limites acceptables pour les équipements et appareils connectés au réseau, entraînant des dysfonctionnements, voire des dommages. De plus, sans MPPT, la puissance fournie par le panneau photovoltaïque n'est pas optimisée, ce qui signifie que le panneau ne fonctionne pas à son rendement maximal, limitant ainsi l'efficacité globale du système et augmentant les risques de perturbations de tension. En effet, l'absence de MPPT peut entraîner des variations de tension indésirables dans un réseau électrique, compromettant ainsi sa stabilité et la fiabilité de ses opérations.

Deuxièmement, la référence du courant à injecter ou à absorber par le supercondensateur a été générée par un régulateur flou. En raison de sa capacité à réagir rapidement aux fluctuations de tension, un supercondensateur peut introduire des instabilités dans le micro-réseau électrique s'il n'est pas correctement contrôlé. Par exemple, une gestion inadéquate de la charge ou de la décharge du supercondensateur peut entraîner des variations rapides de tension, appelées oscillations de tension, perturbant ainsi le fonctionnement normal des appareils électriques connectés au réseau. Une autre raison d'utiliser le régulateur flou est de permettre au supercondensateur de se charger et de se décharger en fonction uniquement de l'état du réseau, c'est-à-dire s'il est en demande ou en saturation, et non en fonction de l'état de charge de la batterie.

Enfin, on a déterminé les gains du contrôleur non linéaire en se basant sur une méthode itérative méta-heuristique basé sur GWO, en effectuant des essais et des ajustements successifs pour avoir les gains les plus optimales et les performances souhaitées

6.3 Modélisation du régulateur non-linaire.

La régulation non linéaire basé sur une surface de glissement est une méthode de contrôle utilisée pour stabiliser un système dynamique, en particulier dans le domaine de la commande des systèmes non linéaires. Dans le contexte des régulateurs non linéaires, la surface de glissement (ou "sliding surface" en anglais) est un concept clé dans la théorie du contrôle par mode glissant (Sliding Mode Control, SMC).

La surface de glissement est une hypersurface définie dans l'espace des états du système, sur laquelle on souhaite que le système évolue après un certain temps de transitoire. Une fois que l'état du système atteint cette surface, il "glisse" le long de celle-ci vers un point d'équilibre souhaité, sous l'influence du régulateur. Le but est de forcer le système à rester sur cette surface, ce qui assure que les erreurs de suivi ou de régulation sont nulles ou proches de zéro.

L'idée principale derrière le régulateur basé sur une surface de glissement est de définir une surface de glissement dans l'espace des états du système, sur laquelle l'état du système est contraint à évoluer

L'objectif du régulateur est de contrôler les variables du système de telle sorte que l'état du système reste sur cette surface de glissement ou converge rapidement vers celle-ci. Pour cela, le régulateur génère une loi de commande qui agit sur le système pour le forcer à suivre la surface de glissement. Cette loi de commande est conçue de manière à garantir la convergence vers la surface de glissement et la stabilité du système dans son ensemble.

Les avantages de cette méthode résident dans sa capacité à fournir une réponse rapide et robuste aux perturbations et aux variations dans le système, même en présence de non-linéarités. Cependant, la conception d'un régulateur basé sur une surface de glissement peut être complexe et nécessite une bonne compréhension du système à contrôler ainsi que des techniques de contrôle non linéaire avancées. D'où mon choix de ce type des régulateurs non linaires.

6.3.1 Définition des entrées du régulateur non-linaire :

- Les entrées $x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6, x_7$ et x_8 qui sont les sorties des composant du micro-réseau comme il était défini dans 6.1
- V, V_1, V_5 et V_6 sont des tensions internes du régulateur non-linaire qui étaient prises de la sortie du régulateur et mises à l'entrée (boucle interne).
- I_{pv}, V_{bat}, V_{sc} et I_{dem} sont des données avec :

$I_{pv}=7.8$ A (courant du panneau photovoltaïque)

$V_{bat}=250$ V (la tension de la batterie)

$V_{sc}=250$ V (la tension du supercondensateur)

I_{dem} prends différentes valeurs (elle représente le courant demandé par la charge DC, voir annexe 6)

- Les signaux de référence :

X_{1ref} : déterminé par l'entraînement du MPPT par les réseaux de neurones (voir paragraphe 6.5)

X_{2ref} : on n'a pas besoin de cette entrée.

X_{3ref} : il est calculé par le régulateur non-linaire.

X_{4ref} : il est calculé par le régulateur flou (voir paragraphe 6.4)

X_{5ref} : 800V (donnée)

X_{6ref} : $110\sin(\omega t)$, $X_{6refdot}$: La dérivée première par rapport au temps de X_{6ref} , $X_{6refdotdot}$: la dérivée seconde par rapport au temps de X_{6ref} (voir annexe 8)

X_{7ref} : on n'a pas besoin de cette entrée

$X_{8ref}=110\sin(\omega t)$, $X_{8refdot}$: La dérivée première par rapport au temps de X_{8ref} (voir annexe 7)

6.3.2 Définition des sorties du régulateur non-linaire :

- Les tensions de sorties transmises au micro-réseau :
 - u_1 : signal de commande du convertisseur boost connecté au panneau photovoltaïque.
 - u_{23} : signal de commande du convertisseur buck- boost connecté à la batterie.
 - u_{45} : signal de commande du convertisseur buck-boost connecté au super-condensateur.
 - u_6 : signal de commande de l'onduleur connecté a la charge AC en mode iloté.
 - u_7 : signal de commande de l'onduleur connecté au réseau en mode connecté.
- Les tensions internes :

V , V_1 , V_5 et V_6 sont des tensions internes du régulateur non-linaire (boucle interne)

- X_{3ref} :il est calculé par le régulateur non linaire

6.3.4 Les paramètres du contrôleur non-linaire :

✓ *Facteurs de surface de glissement :*

$a_1=1; a_2=1; a_3=1; a_4=3e4, a_5=1;$

$B_1=0.5; B_2=0.5; B_3=0.5; B_4=4e4, B_5=1$

✓ *Les gains du contrôleur*

$k_1=1; k_2=1; k_3=1 K_4=1 k_5=1;$

Remarque: les valeurs des gains sont des valeurs initiales et pas les valeurs finales. Voir paragraphe 6.6.1.

✓ *Paramètres du circuit.*

$C_0=68e-6 F; C_1=68e-6 F; C_2=68e-6 F;$

$L_1=20e-3 H; L_2=3.3e-3 H; L_3=3.3e-3 H; L_4=.7e-3 H L_5=.7e-3 H$

$R_1=20e-3 Ohms; R_2=20e-3 Ohms; R_3=20e-3 Ohms; R_4=20e-3 Ohms; R_5=20e-3 Ohms;$

$R_6=10e-3 Ohms R_7=10e-3 Ohms$

✓ *Paramètre de STA conditionné*

$m_1=4679; m_2=5000; m_3=5000; m_4=39.32; m_5=11.33;$

✓ *Définition des paramètres de la surface de glissement*

$$S_1 = a_1 \times (x_1 - x_{1ref}) \quad (6.9)$$

$$S_2 = a_2 \times (x_3 - x_{3ref}) \quad (6.10)$$

$$S_3 = a_3 \times (x_4 - x_{4ref}) \quad (6.11)$$

$$S_4 = a_4 \times (x_6 - x_{6ref}) \quad (6.12)$$

$$S_5 = a_5 \times (x_8 - x_{8ref}) \quad (6.13)$$

✓ *Fonction de transfert U₁*

$$u_{sw1} = -k_1 \times (|S_1|^{B_1}) \times \text{sign}(S_1) - V_1 \quad (6.14)$$

$$u_{deno1} = \frac{a_1 \times x_2}{C_2} \quad (6.15)$$

$$u_{neum1} = -u_{sw1} + \frac{a_1 \times I_{pv}}{C} - a_1 \times x_{1ref} \quad (6.16)$$

$$U_1 = \frac{u_{neum1}}{u_{deno1}} \quad (6.17)$$

✓ *Fonction de transfert U₂₃*

$$u_{sw2} = -k_2 \times (|S_2|^{B_2}) \times \text{sign}(S_2) - V_5 \quad (6.18)$$

$$u_{deno2} = \frac{a_2 \times x_5}{L_1} \quad (6.19)$$

$$u_{neum2} = -u_{sw2} + \frac{a_2 \times V_{bat}}{L_1} - \frac{x_3 \times R_1 \times a_2}{L_1} - a_2 \times x_{3ref} \quad (6.20)$$

$$u_{23} = \frac{u_{neum2}}{u_{deno2}} \quad (6.21)$$

✓ *Fonction de transfert U₄₅*

$$u_{sw4} = -k_3 \times (|S_3|^{B_3}) \times \text{sign}(S_3) - V_6 \quad (6.22)$$

$$u_{deno4} = \frac{a_3 \times x_5}{L_2} \quad (6.23)$$

$$u_{neum4} = -u_{sw4} + \frac{a_3 \times V_{sc}}{L_2} - \frac{x_4 \times R_2 \times a_3}{L_2} - a_3 \times x_{4ref} \quad (6.24)$$

$$u_{45} = \frac{u_{neum4}}{u_{deno4}} \quad (6.25)$$

✓ *Fonction de transfert U6*

$$m_{6eq} = \frac{L_4 \times C_2}{x_5} \times \left(\frac{b_4 \times (x_{6ref} - x_7)}{1.1} + x_{6ref} + \frac{x_6}{L_4 \times C_2} + \frac{x_7 \times R_3}{L_4} \right) \quad (6.26)$$

$$m_{6sw} = \frac{L_4 \times C_2}{x_5} \times (k_4 \times v + m_4 \times |S_4|^{0.5} \times \tanh(S_4)) \quad (6.27)$$

$$u_6 = m_{6sw} + m_{6eq} \quad (6.28)$$

✓ *Fonction de transfert U7*

$$m_{7eq} = \frac{L_5}{x_5} \times \left(\frac{a_3 \times (x_{8ref} - x_8)}{1.1} + x_{8ref} + \frac{x_8 \times R_4}{L_5} \right) \quad (6.29)$$

$$m_{6sw} = \frac{L_5}{x_5} \times (k_5 \times v + m_5 \times |S_5|^{0.5} \times \tanh(S_5)) \quad (6.30)$$

$$u_7 = m_{7sw} + m_{7eq} \quad (6.31)$$

➤ **v₁, v₅, v₆ et v**

$$\dot{v}_1 = m_1 \times \text{sign}(x_1 - x_{1ref}) \quad \text{avec } v_1 = \int \dot{v}_1 dt \quad (6.32)$$

$$\dot{v}_5 = m_2 \times \text{sign}(x_3 - x_{3ref}) \quad \text{avec } v_5 = \int \dot{v}_5 dt \quad (6.33)$$

$$\dot{v}_6 = m_3 \times \text{sign}(x_4 - x_{4ref}) \quad \text{avec } v_6 = \int \dot{v}_6 dt \quad (6.34)$$

$$\dot{v} = \text{sign}(S_4) \text{ en mode iloté} \quad \text{avec } v = \int \dot{v} dt \quad (6.35)$$

$$\dot{v} = \text{sign}(S_5) \text{ en mode connecté} \quad \text{avec } v = \int \dot{v} dt \quad (6.36)$$

Les figures 61, 62 et 63 représentent le modèle du régulateur non-linéaire sous Matlab/Simulink :

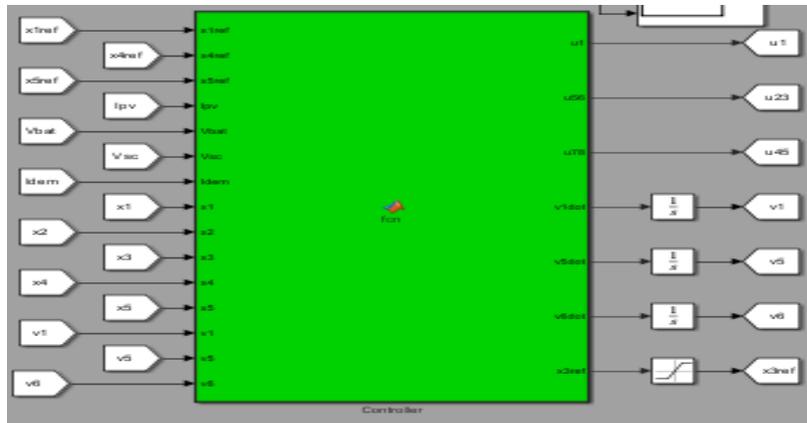


Figure 61 : représentation de la partie du modèle du régulateur non-linaire liée panneau solaire, batterie, super condensateur et DC bus.

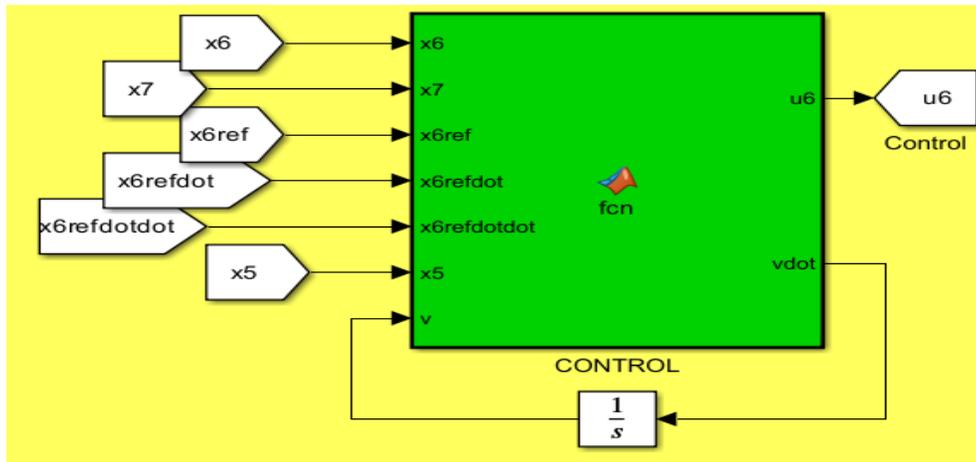


Figure 62: représentation de la partie du modèle du régulateur non-linaire en mode iloté.

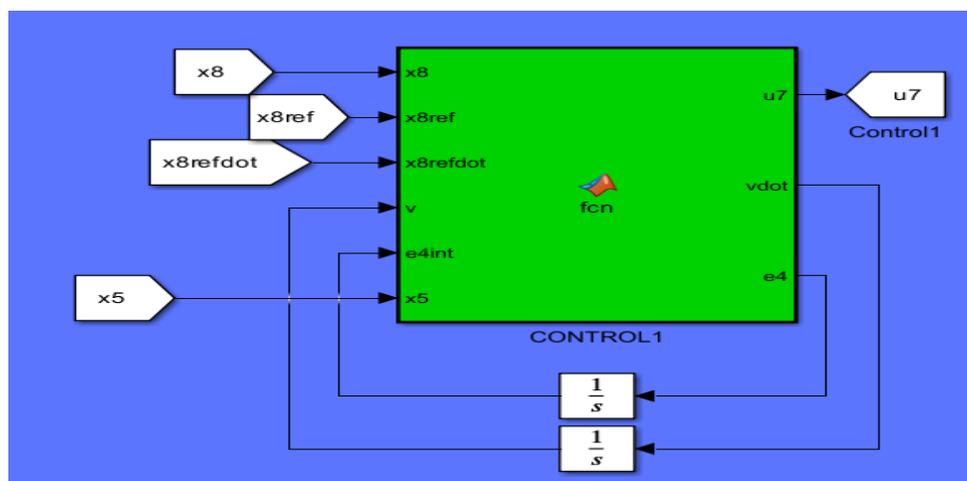


Figure 63: représentation de la partie du modèle du régulateur non-linaire en mode connecté.

6.4 Conception d'un régulateur flou qui va générer la référence du courant qui doit être injecté ou absorbé par le supercondensateur:

L'utilisation d'un supercondensateur dans un micro-réseau électrique présente des avantages significatifs, mais elle comporte également des risques potentiels. En raison de sa réactivité aux fluctuations de tension, un supercondensateur mal contrôlé peut engendrer des instabilités dans le réseau. Par exemple, une mauvaise gestion de sa charge ou de sa décharge peut provoquer des oscillations de tension, perturbant ainsi le bon fonctionnement des appareils électriques connectés. Par conséquent, pour garantir la stabilité du système, il est nécessaire d'utiliser un régulateur flou. Ce dernier permet au supercondensateur de s'adapter dynamiquement à l'état du réseau, en se chargeant ou se déchargeant en fonction de la demande en énergie et de la saturation du réseau, plutôt que de se baser uniquement sur l'état de charge de la batterie. Ainsi, le régulateur flou assure une gestion plus précise et efficace de l'énergie, réduisant ainsi les risques d'instabilité de la tension et de dysfonctionnement du micro-réseau électrique.

Le régulateur flou est conçu dans le but de déterminer une référence compatible avec la demande de la charge, indépendamment de l'état de la batterie, qui sera ensuite transmise au régulateur non linéaire (x_{4ref}). Ainsi, on peut parler d'une régulation intelligente non linéaire. Le choix d'un régulateur flou était la solution parfaite car il n'y pas une base de données disponible dans la littérature.

6.4.1 Définitions des fonctions d'appartenance

- *Les fonctions d'appartenance d'entrée*

Les fonctions d'appartenance d'entrée sont l'état de charge de la batterie (SoC battery) et la demande des charges connectées au réseau (Idem).

- Première entrée : état de charge de la batterie.

Plage d'entrée :

La plage de la variable ‘‘état de charge de la batterie’’ est $[0 \ 1]$, signifiant que cette entrée est normalisée entre 0 et 1.

Nombre des fonctions : 3 fonctions trapézoïdales.

Fonctions d'appartenances :

LOW : l'état de charge de la batterie est faible.

MEDUIM : l'état de charge de la batterie est moyen.

HIGH: l'état de charge de la batterie est élevé.

Les fonctions d'appartenance de la première entrée sont définies comme le montre la figure 64 :

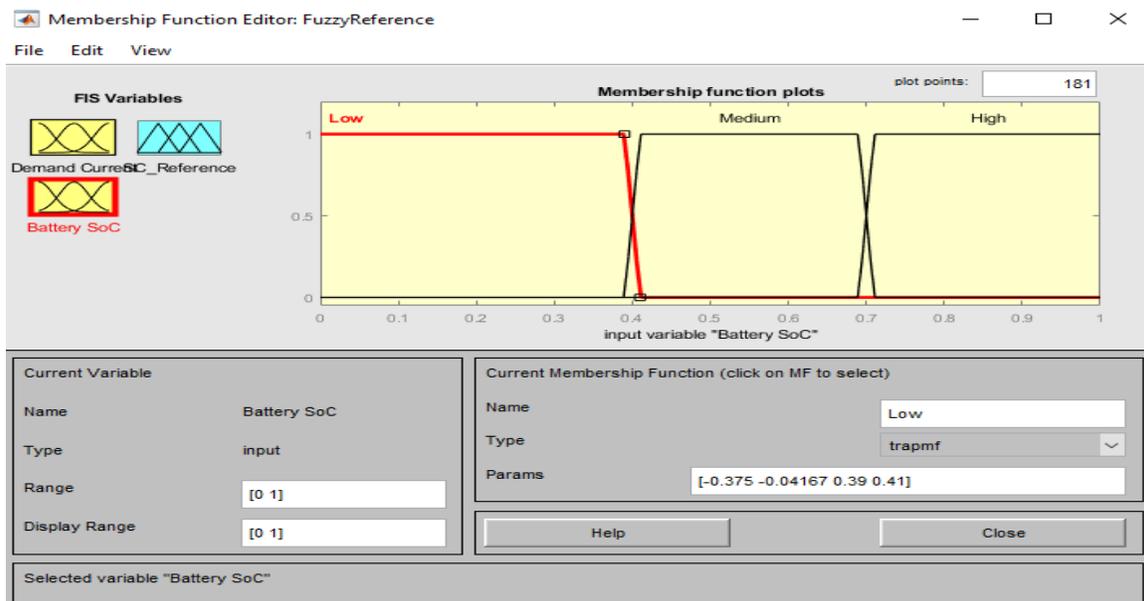


Figure 64: fonctions d'appartenance de la première entrée

➤ Deuxième entrée : la demande des charges connectées au réseau (Idem).

Plage d'entrée :

La plage de la variable ‘la demande des charges’’ est $[-30 \ 60]$, signifiant que cette entrée est normalisée entre -30 et 60.

Nombre des fonctions : 2 fonctions trapézoïdales.

Fonctions d'appartenances :

NÉGATIF : la charge donne le courant au micro-réseau.

POSITIF : la charge reçoit le courant du micro-réseau.

Les fonctions d'appartenance de la deuxième entrée sont définies comme le montre la figure 65 :

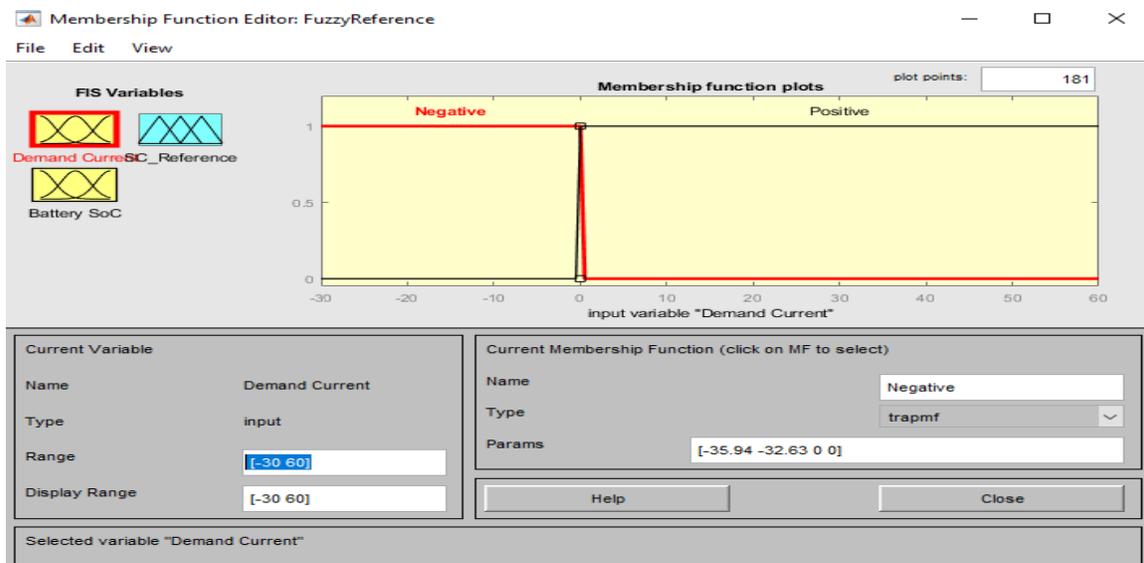


Figure 65: fonctions d'appartenance de la deuxième entrée.

- Les fonctions d'appartenance de sortie

Les fonctions d'appartenance de sortie représentent la référence de la tension qui va être transmise au régulateur non-linéaire (x_{4ref}) qui ont les caractéristiques suivantes :

Plage d'entrée : est [-30 60], signifiant que l'entrée est normalisée entre -30 et 60.

Nombre des fonctions : 2 fonctions trapézoïdales

Fonctions d'appartenances :

Charge : le supercondensateur doit se charger.

discharge : le supercondensateur doit se décharger.

Les fonctions d'appartenance de sortie sont définies comme le montre la figure 66 :

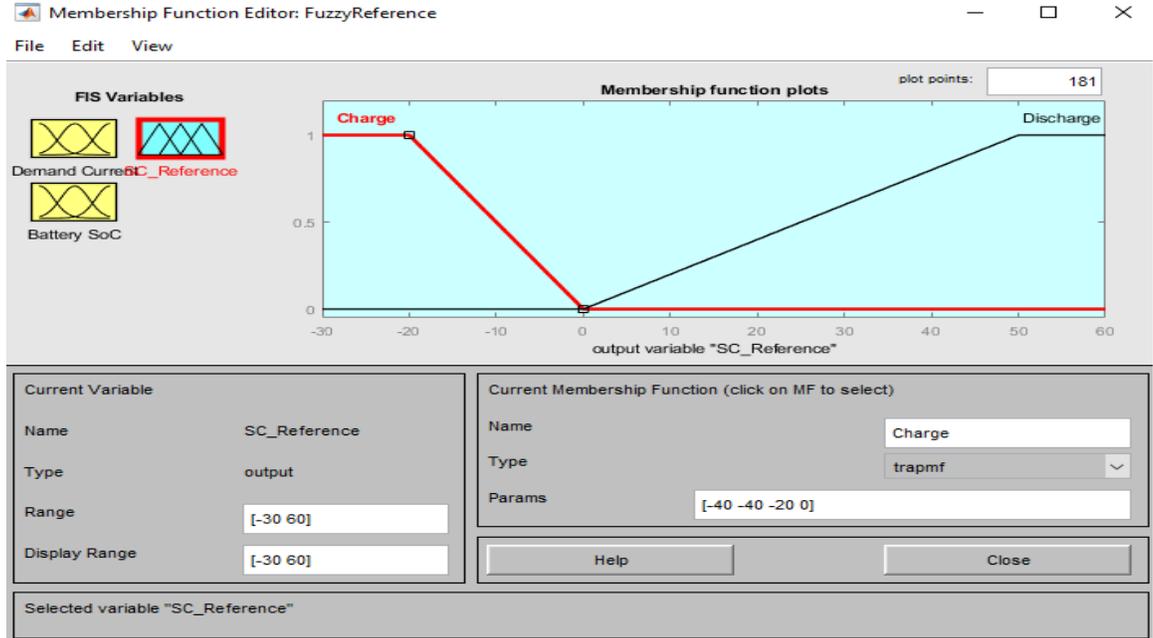


Figure 66: Les fonctions d'appartenance de sortie

6.4.2 La définition des lois

Le tableau 6 montre les lois qu'on a suivait pour lier les fonctions de l'entrées avec les fonctions de sortie :

État de charge de la batterie	Faible	Moyen	Élevé	Faible	Moyen	Élevé
Courant demandé par la charge	Positif	Positif	Positif	Négatif	Négatif	Négatif
Charge/décharge de la batterie	Décharge	Décharge	Décharge	Charge	Charge	Charge

Tableau 6: les lois du régulateur flou.

6.4.3 Défuzzification

Dans le but de calculer la tension de sortie du régulateur fluo adéquate à l'état de l'entrée, la valeur floue du bloc d'adaptation doit être convertie en valeur numérique, la figure 67 montre l'évolution tridimensionnelle de la valeur de la consigne en fonction des variations des mesures d'entrées et la figure 68 montre le modèle simulink du régulateur fluo :

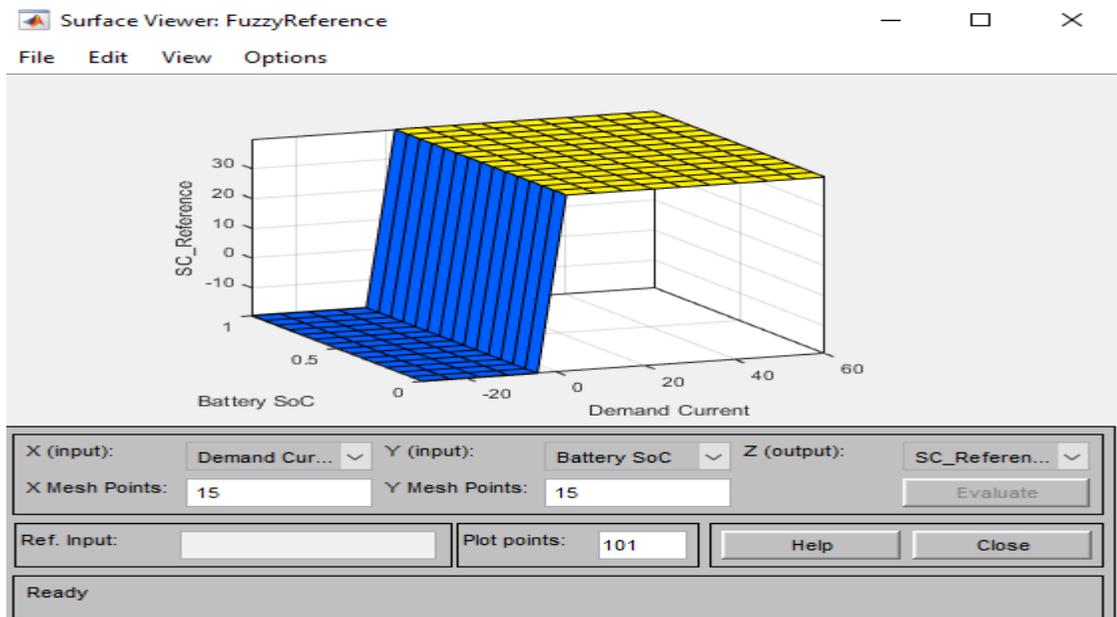


Figure 67: Représentation tridimensionnelle de l'évolution de La sortie du régulateur fluo en fonction de l'entrée

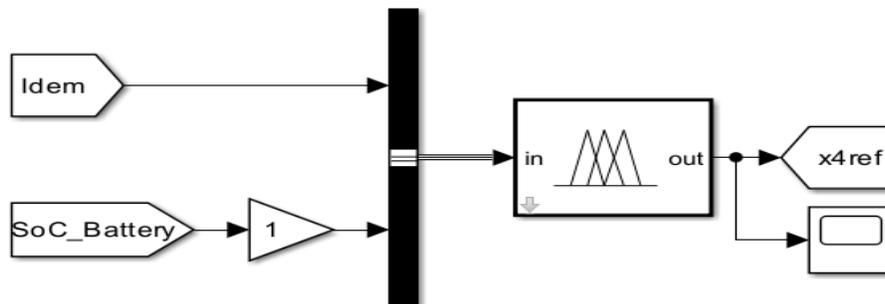


Figure 68: le modèle simulink du régulateur fluo avec les entrées et la sortie x_{4ref} .

6.5 Conception d'un régulateur basé sur les réseaux de neurones qui va générer la référence de la tension du panneau photovoltaïque par la méthode MPPT basée sur les réseaux de neurones artificiels :

Sans l'utilisation de la méthode de Maximum Power Point Tracking (MPPT), un panneau photovoltaïque peut perturber la tension d'un réseau électrique de plusieurs manières. Lorsqu'un panneau photovoltaïque fonctionne sans contrôle du point de puissance maximale, sa tension de sortie peut varier considérablement en fonction des conditions d'ensoleillement et de charge. En cas de luminosité variable, la tension produite par le panneau peut fluctuer, ce qui peut entraîner des variations importantes de tension dans le système électrique auquel il est connecté. Ces fluctuations de tension peuvent dépasser les limites acceptables pour les équipements électriques et les appareils connectés au réseau, entraînant des dysfonctionnements, voire des dommages.

De plus, sans MPPT, la puissance fournie par le panneau photovoltaïque peut ne pas être optimisée, ce qui signifie que le panneau ne fonctionne pas à son rendement maximal, limitant ainsi l'efficacité globale du système et augmentant les risques de perturbations de tension. En effet, l'absence de MPPT peut entraîner des variations de tension indésirables dans un réseau électrique, compromettant ainsi sa stabilité et la fiabilité de ses opérations. Cette instabilité peut également affecter la durée de vie des équipements électriques connectés au réseau, entraînant des coûts de maintenance supplémentaires et une fiabilité réduite du système dans son ensemble. Par conséquent, l'utilisation de la méthode MPPT est essentielle pour garantir un fonctionnement optimal et stable des systèmes photovoltaïques dans les réseaux électriques.

Le rôle du régulateur neuronal est de fournir la référence de tension compatible qui sera envoyée au régulateur non linéaire, après avoir entraîné une base de données représentant la méthode de MPPT. Le choix des réseaux de neurones était parfait, car on a une infinité de valeurs que la température et l'irradiance peuvent prendre, et on dispose déjà d'une base de données prête qui fournit une référence adéquate, provenant du site d'un centre de recherche de la NASA.

6.5.1 Acquisition des données

Afin d'entraîner les réseaux de neurones du nouveau régulateur, il était nécessaire de disposer d'une base de données. Pour cela, les données issues de la littérature, notamment celles du centre de recherche de la NASA, ont été utilisées.

Après l'acquisition des données et les ajustements effectués, 28 données d'entrée représentant la température et 28 données d'entrée représentant l'irradiance ont été obtenues. En sortie, 28 données représentant la tension du point de puissance maximale (PPT) ont également été recueillies.

6.5.2 Entraînement des réseaux de neurones.

En utilisant le bloc d'entraînement disponible dans MATLAB (Neural Network Toolbox), les données d'entrée et de sortie ont été importées. Pour l'entraînement, 70 % des données ont été allouées, tandis que 15 % ont été réservées à la validation et 15 % au test. Une architecture à deux couches cachées a été choisie, avec respectivement 5 neurones dans la première couche et 1 neurone dans la seconde. L'algorithme de Levenberg-Marquardt a été sélectionné pour l'apprentissage.

Les caractéristiques de l'entraînement :

- *Modèle du réseau de neurones*

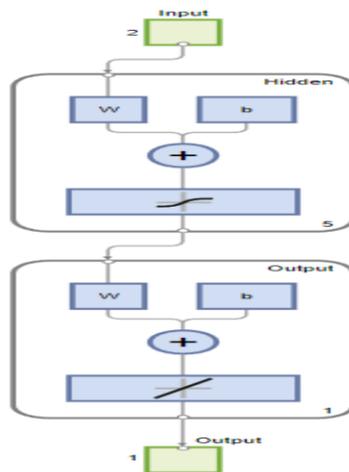


Figure 69: modèle du réseau de neurones feedforward utilisé.

La figure 69 schéma illustre un modèle de réseau de neurones artificiels feedforward avec une architecture 2-5-1, ce qui est assez typique pour un réseau de neurones simple avec une couche cachée

Couche d'Entrée (Input) : Il y a deux neurones d'entrée, comme indiqué par le chiffre "2" dans la boîte verte. Cela suggère que le réseau accepte un vecteur d'entrée de dimension 2.

Couche Cachée (Hidden) : La couche cachée est composée de 10 neurones, ce qui est indiqué par le chiffre "5" en dessous de cette couche. Les poids (W) et les biais (b) sont représentés comme faisant partie du processus de la couche cachée, impliquant que chaque neurone effectuera une somme pondérée de ses entrées et ajoutera le biais avant d'appliquer une fonction d'activation, symbolisée par le graphique en forme de S (probablement la fonction d'activation sigmoïde).

Couche de Sortie (Output) : La couche de sortie a un seul neurone, indiqué par le chiffre "1". Cela indique que le réseau produit une sortie scalaire. Comme pour la couche cachée, les poids (W) et le biais (b) sont utilisés pour calculer la sortie.

Sortie (Output) : La valeur calculée par la couche de sortie est finalement envoyée à l'extérieur du réseau, comme indiqué par la boîte verte en bas avec le chiffre "1".

- *Graphique des performances de validation du réseau de neurones*

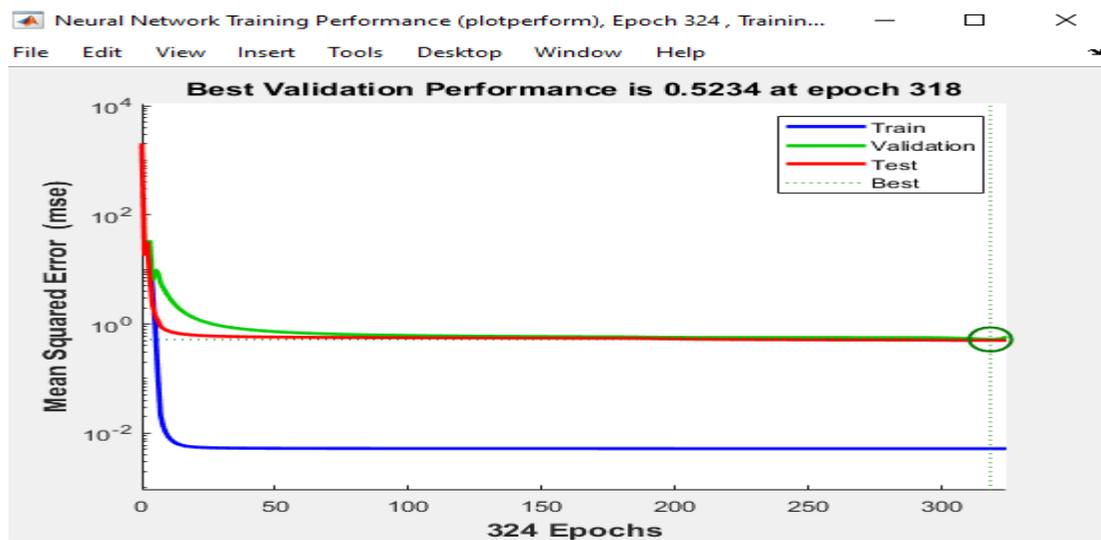


Figure 70: Graphique des performances de validation du réseau de neurones

La figure 70 représente le graphique des performances de validation du réseau de neurones entraîné à l'aide de MATLAB. Voici les détails que nous pouvons déduire :

La meilleure performance de validation est indiquée comme étant de 0.5234 à l'époque 318. C'est à ce point que le réseau avait l'erreur de validation la plus basse et c'est ici que le processus d'entraînement a été arrêté pour éviter le sur-ajustement (overfitting). Cela est souvent fait via une technique appelée "early stopping", où l'entraînement s'arrête lorsque la performance de validation commence à se dégrader, même si la performance d'entraînement continue de s'améliorer.

- *L'histogramme d'erreur*

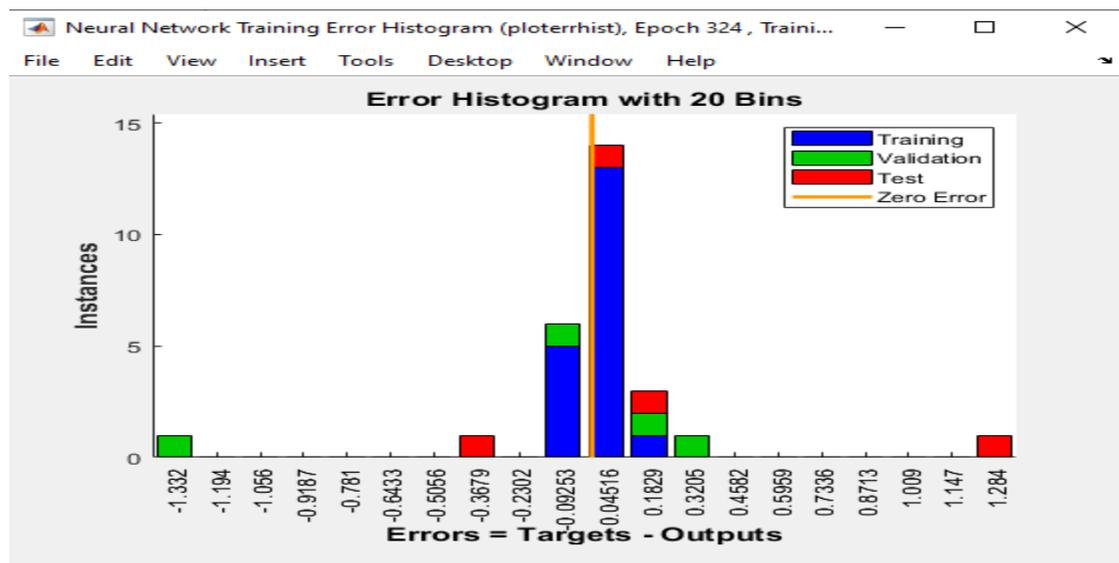


Figure 71: L'histogramme d'erreur

La figure 71 illustre la distribution des erreurs de prédictions du modèle de réseau de neurones, segmentée en fonction des ensembles de données d'entraînement, de validation et de test. Voici comment interpréter cet histogramme :

La majorité des erreurs pour les ensembles de données d'entraînement, de validation et de test semblent se concentrer autour de zéro, ce qui indiquerait que le réseau de neurones effectue généralement des prédictions précises.

- *Graphiques de régression*

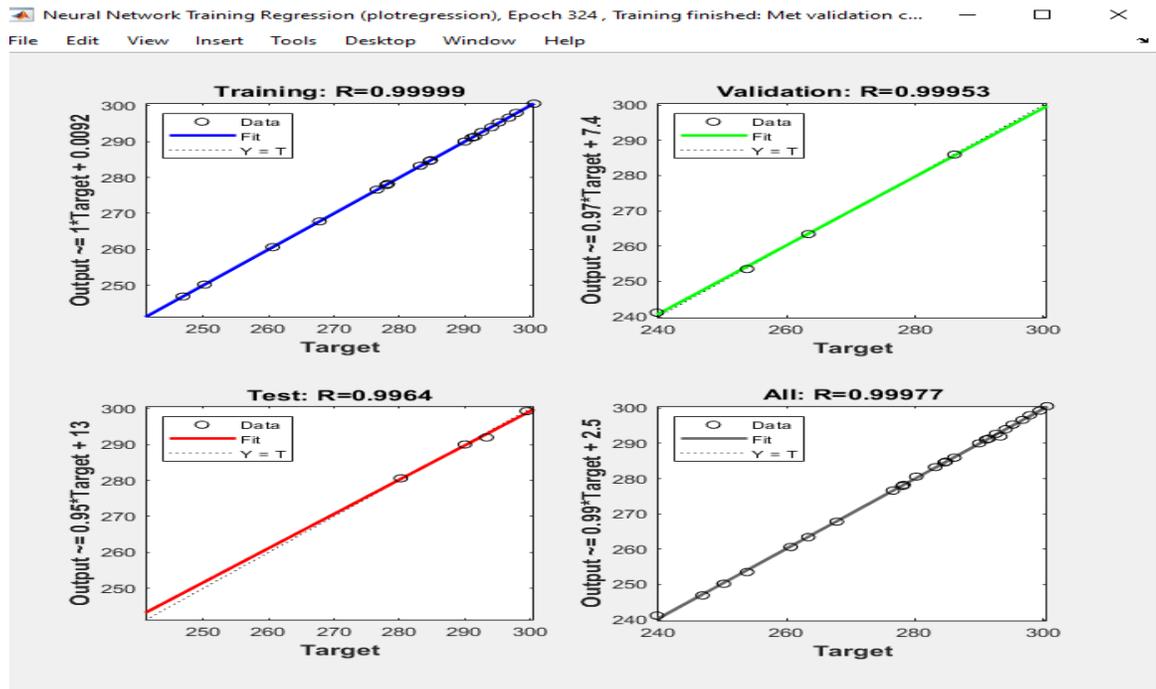


Figure 72: Graphiques de régression

La figure 72 montre quatre graphiques de régression issus d'un outil d'analyse de réseau de neurones, (MATLAB Neural Network Toolbox). Ces graphiques comparent les sorties prédites par le réseau (Output) aux valeurs cibles (Target) pour différentes portions de données :

Entraînement (Training) : $R = 0.99999$, indiquant une corrélation presque parfaite entre les prédictions et les valeurs cibles pour l'ensemble d'entraînement.

Validation : $R = 0.9953$, montrant une très forte corrélation également pour l'ensemble de validation.

Test : $R = 0.9964$, indiquant que les prédictions sont très proches des valeurs cibles pour l'ensemble de test.

Tous (All) : $R = 0.99977$, reflétant une corrélation extrêmement élevée sur toutes les données combinées.

La valeur de R est le coefficient de corrélation de Pearson, qui mesure la force et la direction d'une relation linéaire entre deux variables. Une valeur de 1 signifierait une corrélation positive parfaite, 0 indiquerait aucune corrélation, et -1 serait une corrélation négative parfaite.

Ces résultats suggèrent que le réseau de neurones a été très bien entraîné et généralise bien sur les données qu'il n'a pas vues pendant l'entraînement (comme l'indiquent les performances sur l'ensemble de test). En somme, le modèle semble performant et fiable pour les prédictions qu'il est destiné à faire.

- *Interprétation* : Après l'analyse de l'entraînement des données, il a été constaté que l'entraînement était de bonne qualité, indiquant ainsi que la base de données et les paramètres d'entraînement choisis étaient adaptés. Par la suite, les résultats ont été implémentés dans un modèle Simulink pour réaliser la simulation. Les figures 73, 74 et 75 présentent le bloc Simulink du régulateur neuronal :

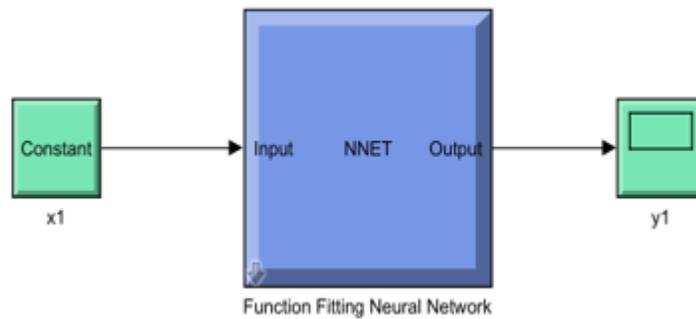


Figure 73: bloc simulink du régulateur neuronal.

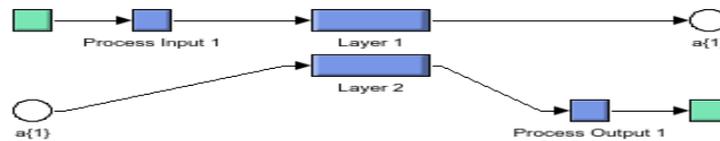


Figure 74 : la couche cachée du régulateur neuronal

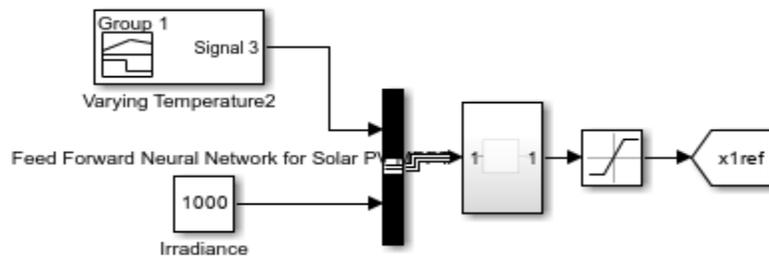


Figure 75: bloc Simulink du régulateur neuronal avec les entrées (température et irradiance) et la sortie x_{1ref} .

6.6 Optimisation des gains du régulateur non-linaire :

Les méthodes itératives heuristiques sont basées sur l'expérience, l'intuition, et les réactions empiriques aux performances du système. Dans ce contexte, l'algorithme GWO (Grey Wolf Optimizer) a été utilisé comme méthode de génération.

Pour ce faire, un ensemble de programmes complémentaires a été développé dans le but d'optimiser les gains du régulateur non linéaire.

6.6.1. Les fonctions d'optimisation :

- *Configuration Initiale :*

La première étape consiste à définir les paramètres de la fonction objective et les limites de l'espace de recherche. Ceci est réalisé à l'aide de la fonction `Get_Functions_details`, qui configure les limites inférieures (`lb`), supérieures (`ub`), la dimensionnalité de l'espace de recherche (`dim`), et définit la fonction objective (`fobj`) à minimiser qui est l'erreur entre la consigne X_{nref} et le signal de sortie X_n

- *Initialisation de la Population :*

Ensuite, la fonction `initialization` est appelée pour générer une population initiale d'agents (ou loups, dans le cadre de GWO). Cette population est créée de manière que chaque agent ait des positions initiales aléatoires mais valides dans l'intervalle défini par les bornes `lb` et `ub`.

- *Exécution de l'Optimisation :*

L'algorithme d'optimisation proprement dit, IGWO, est ensuite exécuté. Cette fonction ajuste les positions des agents pour explorer efficacement l'espace de recherche et trouver les paramètres qui minimisent la fonction objective.

- *Application des Contraintes de Bornes :*

La fonction `boundConstraint` est utilisée après chaque mise à jour des positions des agents pour garantir que toutes les positions restent dans les limites autorisées de l'espace de recherche. Si un agent dépasse les bornes, sa position est corrigée pour être à mi-chemin entre la borne violée et la position précédente.

- *Évaluation de la Fonction de Coût :*

La fonction `cost_func` est utilisée comme `fobj` pour évaluer la qualité (coût) de chaque position (ensemble de paramètres du contrôleur). Cette évaluation est généralement basée sur la simulation du système contrôlé avec les paramètres proposés pour calculer l'erreur entre la sortie du système et la sortie désirée.

- *Visualisation et Analyse :*

Enfin, la fonction `func_plot` étaient utilisée pour visualiser la fonction objective par rapport aux positions des agents, offrant une illustration graphique du paysage de recherche et de la convergence de l'algorithme vers le minimum.

En utilisant ces fonctions pour obtenir les paramètres optimaux des gains d'un contrôleur non linéaire à travers l'exploration dirigée de l'espace des paramètres, la correction des positions non valides et l'évaluation précise de la performance des paramètres proposés. L'IGWO, en particulier, permet une recherche efficace et rapide grâce à l'utilisation stratégique des meilleures solutions trouvées au cours du processus d'optimisation pour guider les autres agents. Ce processus intégré aide à assurer que la solution finale est non seulement optimale en termes de fonction objectif, mais aussi réalisable dans les limites de l'espace de recherche donné.

Après avoir fait 1230 itérations, les gains et les paramètres STA les plus optimales sont :

Les paramètres STA	$m_1=4697$	$m_2=5000$	$m_3=5000$	$m_4=39.32$	$m_5=11.33$
Gains	$k_1=9811$	$k_2=10000$	$k_3=4000$	$k_4=5012$	$k_5=3011$

Tableau 7 : les gains et les paramètres STA les plus optimales

6.7 Simulations et discussion:

Après avoir déterminé tous les paramètres du système, une simulation a été effectuée pour évaluer la performance de la régulation, c'est-à-dire le degré de fidélité des sorties par rapport à la consigne. Pour cela, une charge DC variable a été imposée, ainsi qu'une température fluctuante appliquée au panneau solaire, et une charge AC variable (en mode îloté) a été utilisée. Cela a permis de faire passer le micro-réseau par plusieurs scénarios durant son fonctionnement. Les figures 76, 77, 78 et 79 présentent le résultat de cette simulation :

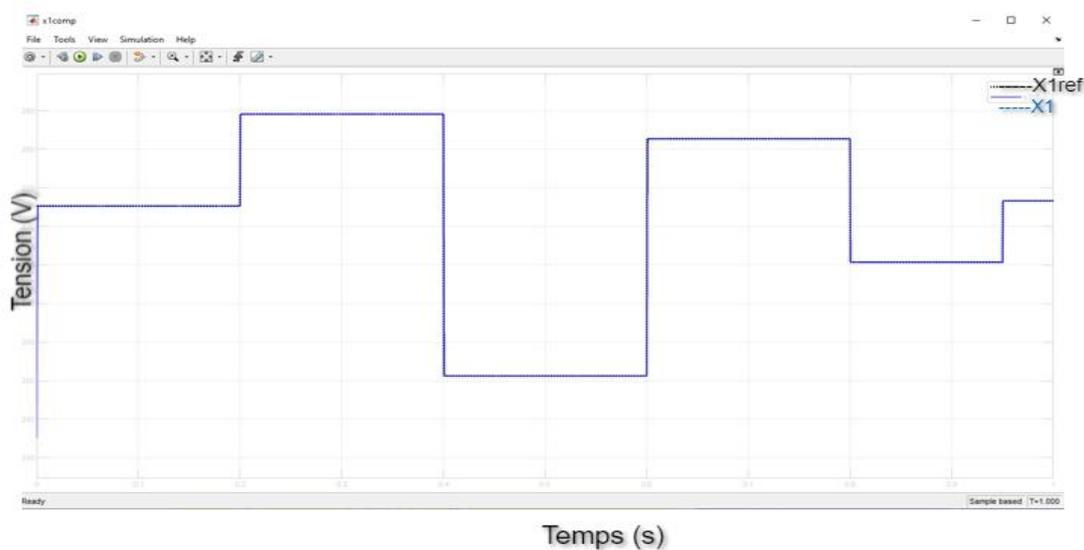


Figure 76: La simulation de la tension du panneau photovoltaïque et sa référence.

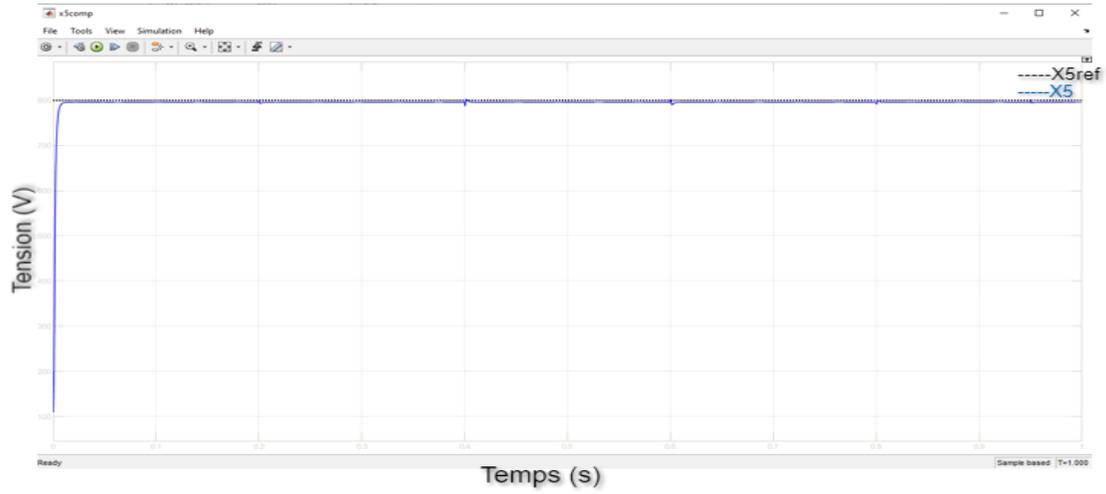


Figure 77: La simulation de la tension du DC bus et sa référence.

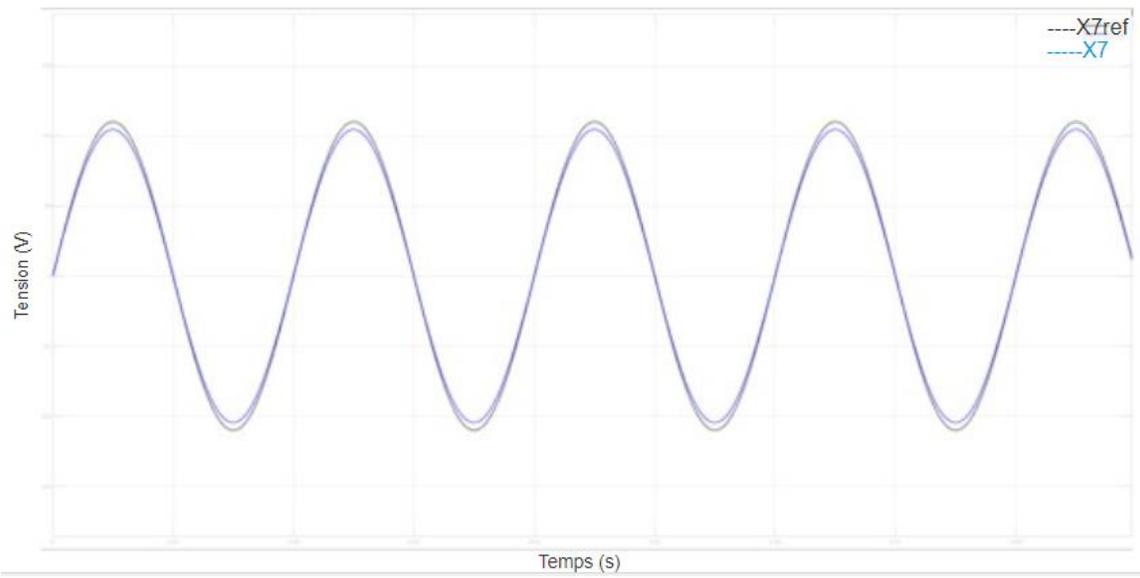


Figure 78: La simulation de la tension de la sortie de l'onduleur et sa référence (en mode iloté).

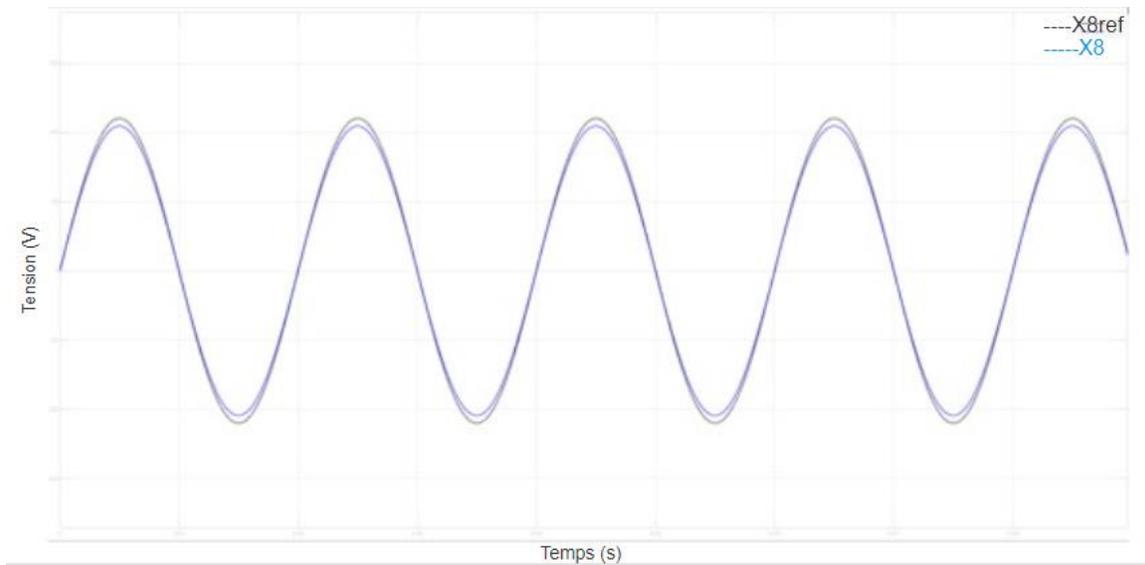


Figure 79: La simulation de la tension de la sortie de l'onduleur et sa référence (en mode connecté).

Interprétation : D'après les simulations, il est observable que les tensions sont fidèles à leurs consignes, avec une erreur ne dépassant pas 1%. On peut donc affirmer que notre régulateur, qui combine l'intelligence artificielle et la régulation non linéaire, a réussi à stabiliser efficacement la tension du micro-réseau électrique DC/AC.

Conclusion :

Dans ce chapitre, on a abordé le problème de la stabilisation de la tension dans un micro-réseau électrique AC/DC, en employant un régulateur non linéaire dont la commande et l'optimisation ont été assurées par l'intelligence artificielle. Cette approche a été conçue pour répondre aux défis posés par la variabilité des charges et la présence de sources d'énergie renouvelables intermittentes, qui peuvent induire des fluctuations significatives de tension au sein du réseau.

Le régulateur non linéaire utilisé offre l'avantage de pouvoir traiter efficacement les dynamiques complexes et variables du micro-réseau, contrairement aux régulateurs linéaires classiques qui sont souvent limités à des conditions opérationnelles prédéterminées et moins susceptibles de gérer les perturbations abruptes ou les changements rapides de charge. La non-linéarité du régulateur permet une réponse plus flexible et adaptative qui est essentielle pour maintenir la stabilité du micro-réseau.

L'intégration de l'intelligence artificielle dans la commande et l'optimisation du régulateur a permis de renforcer cette adaptabilité. En utilisant des techniques telles que la logique floue et les réseaux de neurones, l'IA a pu analyser, anticiper et réagir efficacement aux variations de charge et à l'intégration des sources d'énergie intermittentes.

Les simulations ont montré que cette configuration permet non seulement de stabiliser la tension avec une précision supérieure, mais aussi de réduire significativement le temps de réponse aux perturbations. De plus, le régulateur a démontré une excellente performance en termes de robustesse et de fiabilité, capable de maintenir une tension stable même sous des conditions extrêmes et variées.

Conclusion générale

Dans le cadre de ce projet, la mise en œuvre d'un modèle d'AVR (Régulateur de Tension Automatique) était entreprise dans l'environnement Matlab/Simulink pour la simulation. Cette phase de mise en œuvre visait à créer un modèle fonctionnel capable de simuler efficacement le comportement de l'AVR. La simulation du système était réalisée en mode boucle fermée, ce qui permettait de contrôler et de stabiliser le système de manière continue. Pour ce faire, un régulateur PID simple était utilisé conjointement avec l'AVR, garantissant ainsi une régulation précise et stable de la tension.

En parallèle, différentes approches de régulation étaient explorées. Ces approches incluaient, entre autres, la stabilisation de la tension de l'alternateur à l'aide de l'AVR et d'un régulateur basé sur la logique floue, une méthode qui repose sur des règles linguistiques pour gérer l'incertitude et la non-linéarité du système. Une autre approche impliquait l'utilisation d'un régulateur basé sur les réseaux de neurones, exploitant ainsi la capacité de ces réseaux à apprendre et à s'adapter à partir de données pour optimiser la régulation.

Enfin, un régulateur hybride de type neuro-flou était mis en place. Ce régulateur combinait les avantages des réseaux de neurones et de la logique floue pour stabiliser efficacement la tension de l'alternateur. Grâce à cette combinaison, il était possible de développer une solution innovante et robuste, capable de gérer la complexité et la variabilité du système dans ce contexte spécifique.

Par la suite, les composants d'un micro-réseau DC/AC comprenant un panneau photovoltaïque étaient conçus et modélisés. Cette modélisation permettait de représenter de manière fidèle le comportement du micro-réseau, intégrant les dynamiques spécifiques des différents composants, y compris le panneau photovoltaïque. Un contrôleur non linéaire était également modélisé. Ce contrôleur utilisait une approche robuste basée sur le contrôle par mode de glissement super-twisting, une technique efficace pour gérer les systèmes non linéaires tout en offrant une robustesse face aux perturbations.

Ensuite, un régulateur flou était conçu pour générer la référence du courant devant être injecté ou absorbé par le supercondensateur. Ce régulateur avait pour fonction de

déterminer de manière dynamique et adaptative les valeurs de courant appropriées en fonction des conditions du système, optimisant ainsi l'intégration et la gestion de l'énergie dans le micro-réseau.

De plus, une commande MPPT (Maximum Power Point Tracking) basée sur les réseaux de neurones était mise en œuvre. Cette commande visait à optimiser le fonctionnement du panneau photovoltaïque en s'assurant qu'il opérait constamment à son point de puissance maximale, indépendamment des variations de l'ensoleillement ou de la température. Enfin, les gains du régulateur non linéaire étaient optimisés afin de garantir une performance maximale du système, et la simulation complète du micro-réseau était réalisée pour évaluer et valider les différentes stratégies de contrôle et de régulation développées.

ANNEXES :

ANNEXE 1 :

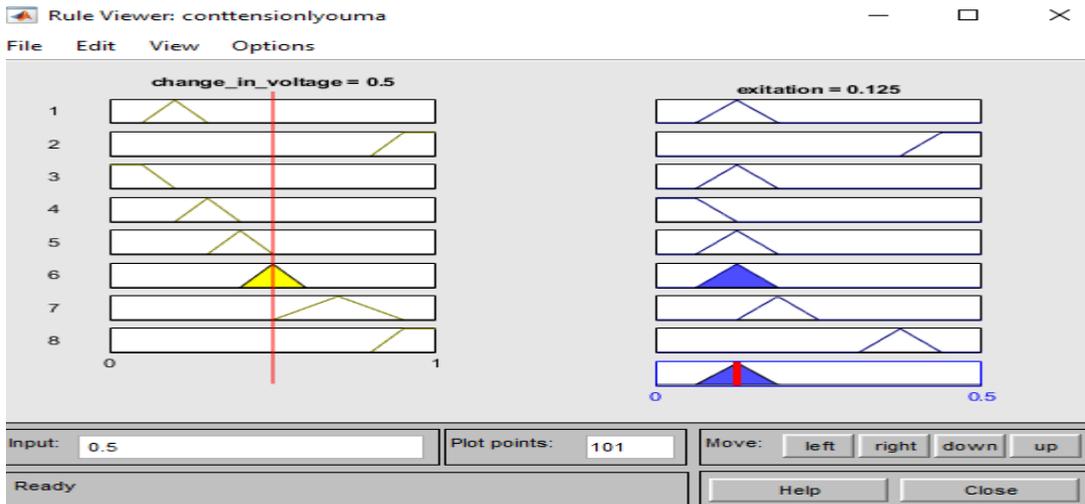


Figure 80: LA visualisation des lois du contrôleur flou.

ANNEXE 2 :



Figure 81: LA visualisation des lois du contrôleur neuro-flou.

ANNEXE 3 :

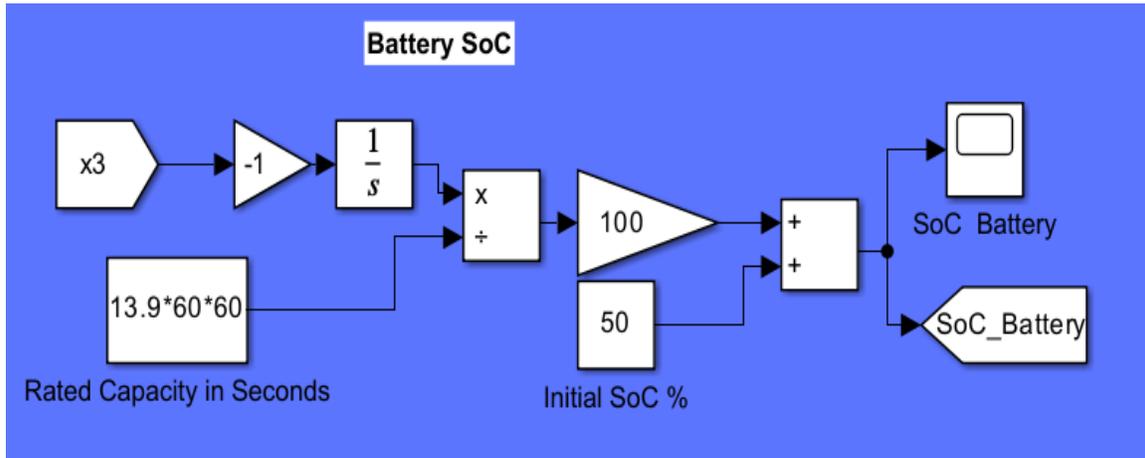


Figure 82: modèle simulink pour déterminer l'état de charge de la batterie.

ANNEXE 4 :

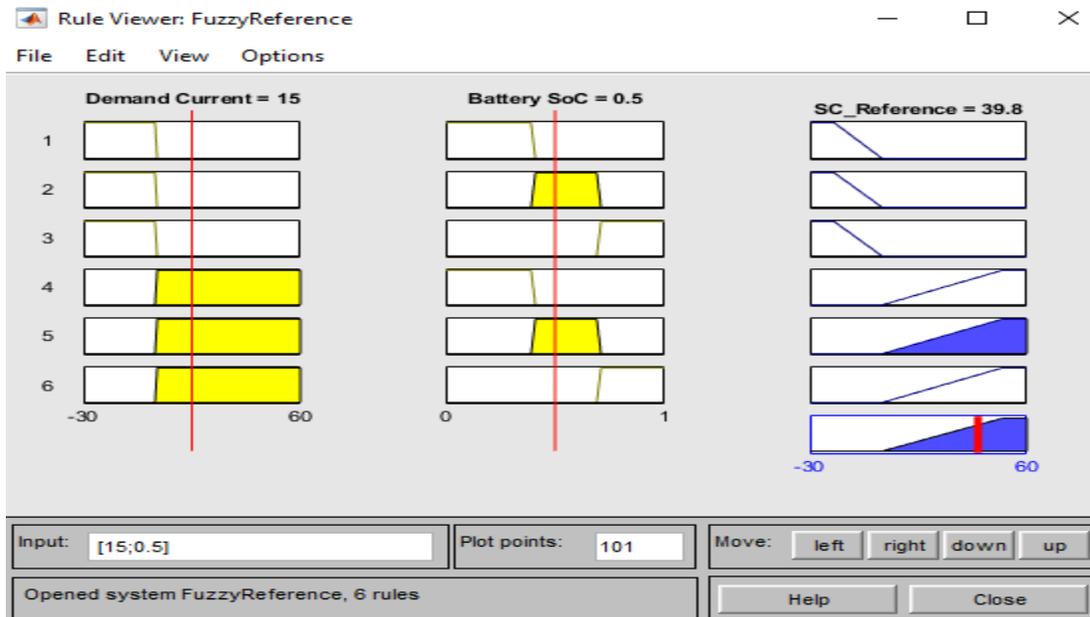


Figure 83: Visualisation des lois du contrôleur flou du super-condensateur.

ANNEXE 5 :

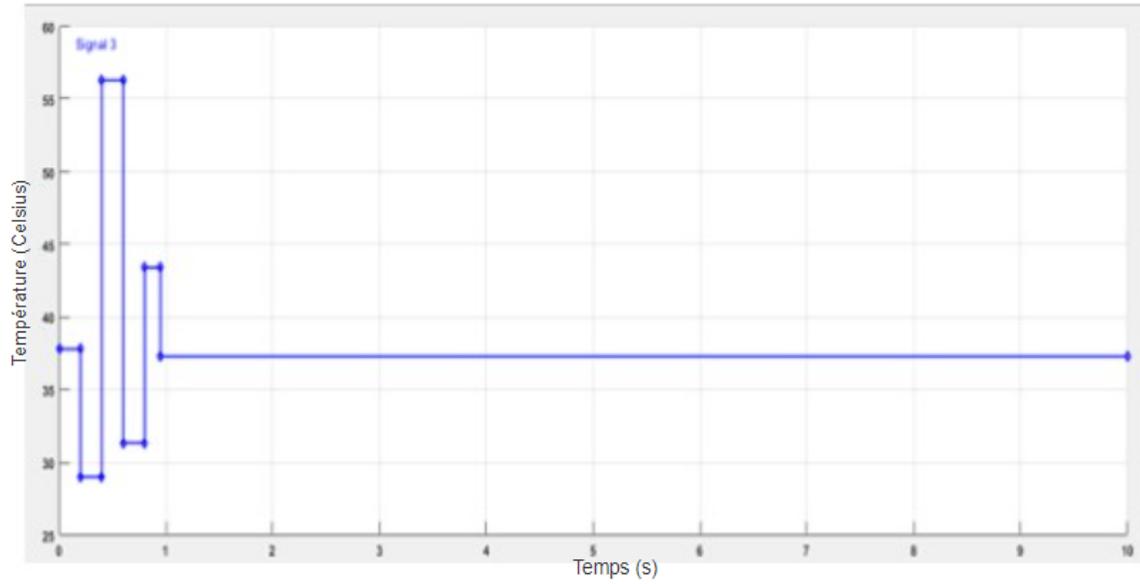


Figure 84: la variation de la température appliquée sur le panneau photovoltaïque.

ANNEXE 6 :

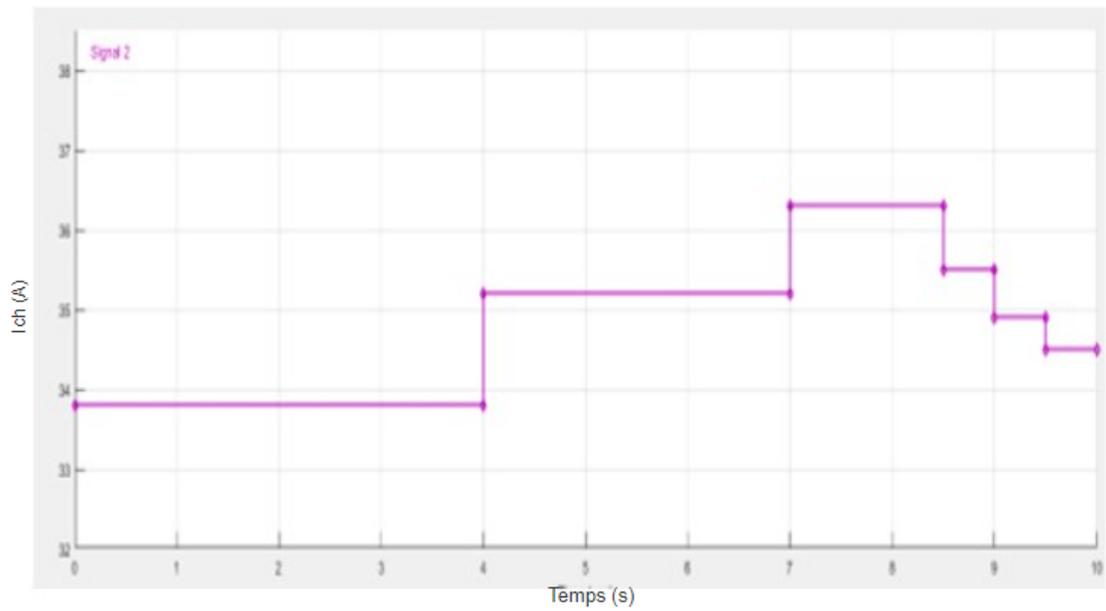


Figure 85: variation de la charge DC connectées au réseau.

ANNEXE 7 :

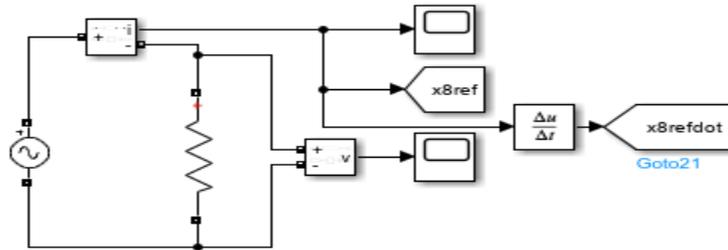


Figure 86: modèle simulink pour générer X_{8ref} et $X_{8refdot}$

ANNEXE 8 :

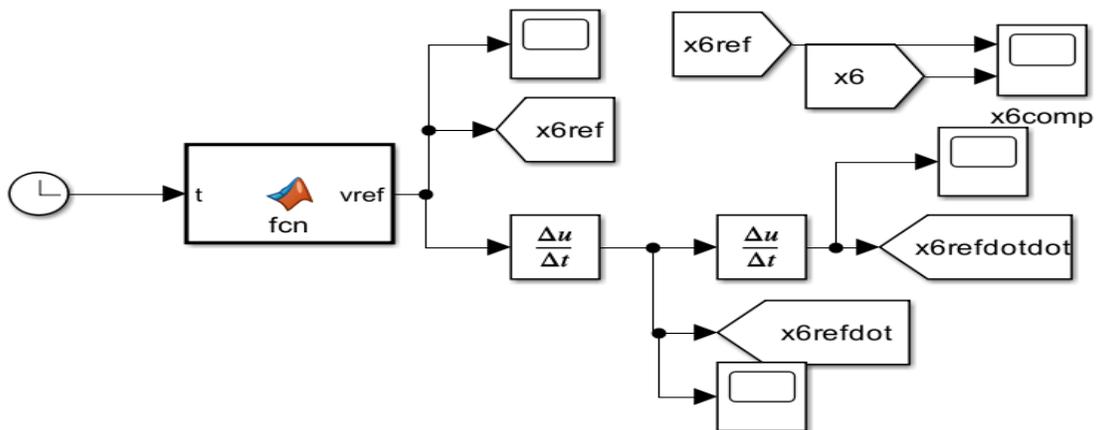


Figure 87: Modèle Simulink pour générer X_{6ref} et $X_{6refdot}$ et $X_{6refdotdot}$.

ANNEXE 9 :

Démonstrations des équations de l'AVR.

L'alternateur

Pour dériver l'équation de l'alternateur dans le cadre d'un modèle de système de contrôle, nous devons comprendre les composants et les équations de base qui régissent le

fonctionnement de l'alternateur. Nous devons prendre en compte les interactions électromécaniques et magnétiques dans l'alternateur.

Description de l'Alternateur

L'alternateur est un dispositif électromécanique qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique en utilisant un champ magnétique rotatif, la figure 88 représente un schéma électrique d'une machine synchrone :

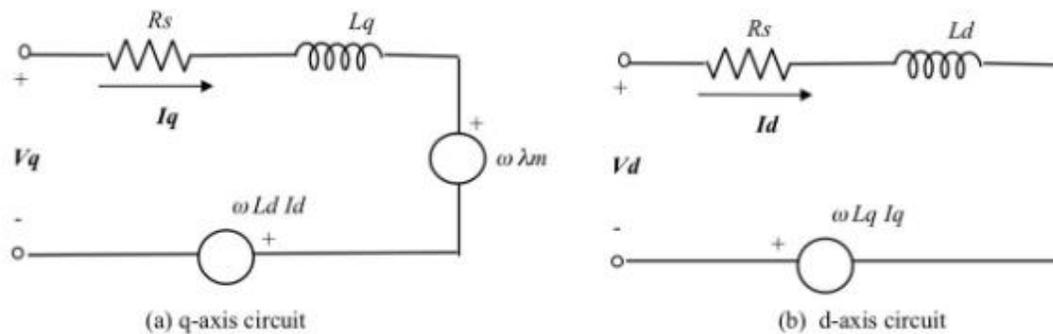


Figure 88: schéma électrique d'une machine synchrone.

Les principaux composants d'un alternateur comprennent :

- Rotor : La partie rotative de l'alternateur, qui génère un champ magnétique.
- Stator : La partie fixe qui comporte des enroulements où la tension est induite.
- Excitateur : Dispositif utilisé pour alimenter le rotor en courant continu pour créer le champ magnétique.

Modèle de Base de la Machine Synchrone

Équations de Tension du Stator

Les équations de tension dans le domaine du stator en prenant en compte les axes d et q (les axes direct et quadrature) sont :

$$V_d = R_s I_d + L_d \left(\frac{dI_d}{dt} \right) - \omega L_q I_q \quad (\text{A9.1})$$

$$V_q = R_s I_q + L_q \left(\frac{dI_q}{dt} \right) + \omega L_d I_d + \omega \lambda_f \quad (\text{A9.2})$$

où :

- V_d et V_q sont les tensions aux bornes des enroulements du stator sur les axes d et q respectivement.

- R_s est la résistance du stator.

- I_d et I_q sont les courants dans les enroulements du stator sur les axes d et q respectivement.

- L_d et L_q sont les inductances du stator sur les axes d et q respectivement.

- ω est la vitesse angulaire de rotation du champ magnétique.

- λ_f est le flux de l'excitation.

Équations de Tension du Rotor

L'équation de tension du rotor est :

$$V_f = R_f I_f + L_f \left(\frac{dI_f}{dt} \right) + L_m \left(\frac{dI_d}{dt} \right) \quad (\text{A9.3})$$

où :

- V_f est la tension d'excitation du rotor.

- R_f est la résistance du rotor.

- I_f est le courant d'excitation.

- L_f est l'inductance du rotor.

- L_m est l'inductance mutuelle entre le rotor et le stator.

Les équations de courant dans le stator sont définies par les lois de Kirchhoff. Pour l'axe direct et quadrature :

$$I_d = \frac{(V_d + \omega L_q I_q - \lambda_d)}{R_s} \quad (\text{A9.4})$$

$$I_q = \frac{(V_q + \omega L_d I_d - \lambda_q)}{R_s} \quad (\text{A9.5})$$

Dynamique Mécanique

La dynamique du rotor de l'alternateur peut être modélisée par l'équation du mouvement de rotation.

La dynamique du rotor de l'alternateur est décrite par l'équation :

$$J \cdot \left(\frac{d\omega}{dt} \right) + B\omega = T_m - T_e \quad (\text{A9.6})$$

où :

- J est le moment d'inertie du rotor.

- B est le coefficient de friction visqueuse.

- T_m est le couple mécanique appliqué.

- T_e est le couple électromagnétique.

Le couple électromagnétique T_e est donné par :

$$T_e = \left(\frac{3}{2} \right) P (\lambda_d I_q - \lambda_q I_d) \quad (\text{A9.7})$$

Où P est le nombre de paires de pôles.

Modèle Simplifié de Premier Ordre

Pour simplifier le modèle complet, nous faisons les hypothèses suivantes :

- Les variations du courant et de la tension dans le stator sont lentes par rapport à celles du rotor.
- La vitesse angulaire ω est approximativement constante.
- Les inductances L_d et L_q sont constantes et nulles.
- La machine ne fonctionne pas en saturation.

À partir de ces hypothèses, les équations de tension du stator peuvent être simplifiées en un modèle de premier ordre. En négligeant les termes d'interaction croisée et les termes de dérivée :

$$V_d \approx R_s I_d \tag{A9.8}$$

$$V_q \approx R_s I_q + \omega \lambda_f \tag{A9.9}$$

Pour un alternateur, la tension de sortie V_{out} est principalement déterminée par V_q (tension en quadrature), et le courant I_f d'excitation du rotor est commandé par une fonction de transfert de type premier ordre.

Le courant d'excitation $I_f(t)$ est responsable de générer le flux d'excitation λ_f . La tension induite $E(t)$ dans le stator est proportionnelle à ce flux d'excitation :

$$E(t) = \omega \lambda_f = K_f I_f(t) \tag{A9.10}$$

Fonction de Transfert de l'Alternateur

La dynamique de la tension de sortie $V_{out}(t)$ de l'alternateur est approximée par un système de premier ordre avec une constante de temps T_A . Cela donne :

$$\frac{dV_{out}(t)}{dt} + \left(\frac{1}{T_A}\right) V_{out}(t) = \left(\frac{1}{T_A}\right) E(t) \quad (A9.11)$$

Incorporation du Signal de Commande

Le courant d'excitation $I_f(t)$ est commandé par un signal de modulation échelon $u(t)$, donc

$$I_f(t) = I_{ref}u(t) \quad (A9.12)$$

où I_{ref} est un courant de référence constant.

En substituant $I_f(t)$ dans l'expression pour $E(t)$ nous obtenons :

$$E(t) = K_f I_{ref} u(t) \quad (A9.13)$$

En substituant cette expression de $E(t)$ dans l'équation de la tension de sortie, nous obtenons :

$$\frac{dV_{out}(t)}{dt} + \left(\frac{1}{T_A}\right) V_{out}(t) = \left(\frac{K_f I_{ref}}{T_A}\right) u(t) \quad (A9.14)$$

Simplification Finale

Pour simplifier l'expression, nous définissons une nouvelle constante K_A comme suit :

$$K_A = \frac{K_f I_{ref}}{T_A} \quad (A9.15)$$

Ce qui donne :

$$\frac{dV_{out}(t)}{dt} + \left(\frac{1}{T_A}\right) V_{out}(t) = K_A u(t) \quad (A9.16)$$

Transformée de Laplace

Pour obtenir la fonction de transfert, nous prenons la transformée de Laplace de cette équation différentielle.

$$\frac{V_{out}(s)}{U(s)} = \frac{K_A}{s + \frac{1}{T_A}} \quad (A9.17)$$

En simplifiant, nous pouvons normaliser K_A à 1, ce qui donne :

$$\frac{V_{out}(s)}{U(s)} = \frac{1}{s + \frac{1}{T_A}} \quad (A9.18)$$

Les caractéristiques de la machine utilisée dans ce projet

Puissance nominale : 50 MW (mégawatts)

Tension nominale : 11 kV (kilovolts)

Fréquence de fonctionnement : 60 Hz

Pour une machine à 4 pôles ($p = 2$), (pôles lisses).

Rendement : 96%

Facteur de puissance 0.9

Couple nominal : 159 kNm (kilonewton-mètre).

$L_d = 0.5 \text{ mH}$ et $L_q = 0.5 \text{ mH}$.

Dans ce projet, on a choisi $T_A=1$ et $K_A=1$ pour la simplification du modèle.

Et une constante de temps égale à 1 pour avoir un temps de réponse court [53].

Capteur

Pour détailler davantage l'équation initiale d'un capteur de tension dans un régulateur de tension automatique (AVR), nous devons comprendre les composants et les principes de fonctionnement de ce capteur. Les capteurs de tension sont souvent des dispositifs qui

convertissent une tension de sortie en un signal proportionnel qui peut être utilisé par le contrôleur AVR.

Principe de fonctionnement du capteur de tension

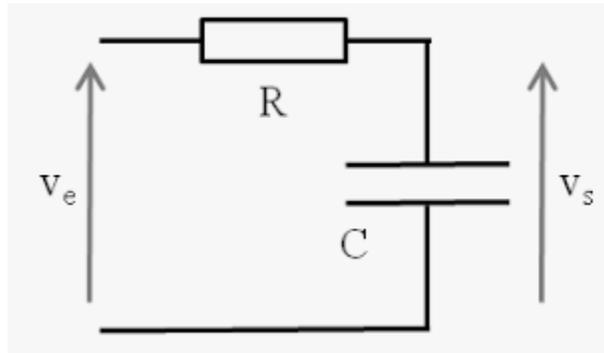


Figure 89: circuit électrique du capteur utilisé dans l'Avr

Un capteur de tension typique peut être modélisé par une constante de proportionnalité (gain) et une dynamique de premier ordre. Cette dynamique de premier ordre tient compte de la réponse retardée due aux composants électroniques tels que les résistances et les condensateurs, la 89 figure représente un schéma électrique du capteur utilisé dans l'Avr.

Équation initiale du capteur

Considérons que le capteur de tension utilise un filtre RC pour modéliser la dynamique de premier ordre. L'équation différentielle pour un circuit RC est :

$$V_{out}(t) + RC \frac{dV_{out}(t)}{dt} = V_{in}(t) \tag{A9.19}$$

Dans le contexte d'un capteur de tension dans un AVR, $V_{in}(t)$ est la tension de sortie du générateur $V_g(t)$, et $V_{out}(t)$ est la tension de sortie du capteur $V_s(t)$. Remplaçons ces variables dans l'équation :

$$V_s(t) + RC \frac{dV_s(t)}{dt} = V_g(t) \tag{A9.20}$$

Pour simplifier, définissons T_s comme la constante de temps du capteur. L'équation devient alors :

$$\frac{T_s dV_s(t)}{dt} + V_s(t) = V_g(t) \quad (\text{A9.21})$$

Transformée de Laplace

Supposons que les conditions initiales soient nulles pour simplifier l'analyse. L'équation devient alors :

$$T_s s V_s(s) + V_s(s) = V_g(s) \quad (\text{A9.22})$$

$$H_s(s) = \frac{1}{T_s s + 1} \quad (\text{A9.23})$$

Dans ce projet, on a choisi $K_A=1$ pour la simplification du modèle.

Et une constante de temps égale à 0.04 pour avoir un temps de réponse court.

L'excitateur

Modèle de base de l'excitateur :

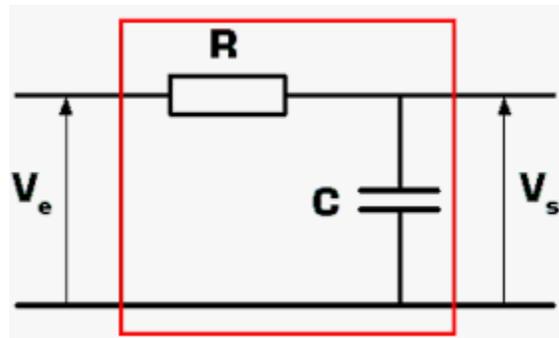


Figure 90: schéma électrique de l'excitateur.

Un excitateur peut être modélisé comme un système de premier ordre qui a une dynamique similaire à celle que nous avons examinée pour le capteur de tension. En général, l'équation

de transfert d'un exciteur peut être exprimée de manière similaire, la figure 90 représente un schéma électrique de l'exciteur.

Équation différentielle temporelle :

Supposons que $V_f(t)$ soit la tension d'excitation fournie par l'AVR à l'exciteur et que $V_e(t)$ soit la tension de sortie de l'exciteur (appliquée aux enroulements du rotor). La dynamique de l'exciteur peut être modélisée par une équation différentielle de premier ordre :

$$T_e \frac{dV_e(t)}{dt} + V_e(t) = K_e V_f(t) \quad (\text{A9.24})$$

Où :

- T_e est la constante de temps de l'exciteur,
- K_e est le gain de l'exciteur,
- $V_e(t)$ est la tension de sortie de l'exciteur,
- $V_f(t)$ est la tension d'excitation fournie par l'AVR.

Appliquer la transformée de Laplace

$$\frac{V_e(s)}{U(s)} = \frac{1}{s + \frac{1}{T_e}} \quad (\text{A9.25})$$

on a choisi un gain égal à 1 pour la simplification du modèle, et une constante de temps égale 0.12 pour avoir un temps de réponse court.

Modélisation du Circuit de l'Amplificateur

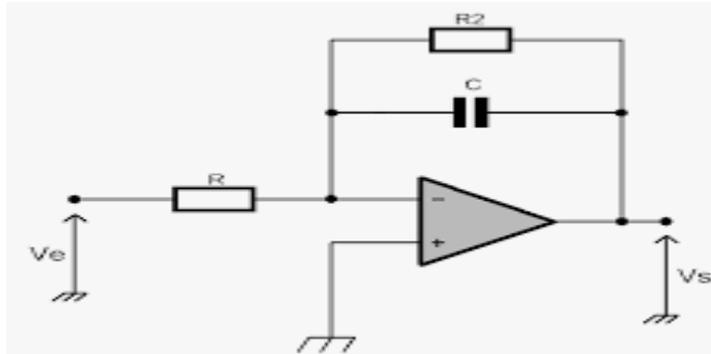


Figure 91: schéma électrique de l'amplificateur.

Considérons un amplificateur opérationnel (op-amp) simple en configuration non-inverseuse avec un filtre passe-bas RC. Ce circuit est souvent utilisé pour modéliser des systèmes de premier ordre. Le schéma de base est le suivant :

- R_1 : Résistance d'entrée.

- R_2 : Résistance de contre-réaction (feedback).

- C : Capacité associée au circuit.

Fonction de Transfert de Base

Pour un circuit RC, la fonction de transfert entre l'entrée $V_{in}(s)$ et la sortie $V_{out}(s)$ est donnée par :

$$H(s) = \frac{1}{R_1 C s + 1} \quad (A9.26)$$

. Ajout du Gain d'Amplification

Un amplificateur opérationnel dans une configuration non-inverseuse ajoute un gain, qui est donné par :

$$Gain = 1 + \left(\frac{R_2}{R_1} \right) \quad (A9.27)$$

Ainsi, la fonction de transfert totale, incluant l'amplification de l'op-amp et le filtre RC, devient

$$H(s) = \frac{\left(1 + \left(\frac{R_2}{R_1}\right)\right)}{R_1 C s + 1} \quad (\text{A9.28})$$

Dans ce projet, on a choisi $K_A=10$ pour que le circuit fasse une grande amplification du signal d'entrée, et une constante de temps égale 0.12 pour avoir un temps de réponse court [54].

ANNEXE 10 :

Démonstrations des équations du micro-réseau électrique.

$$\dot{x}_1 = \frac{I_{pv}}{C_1} + \frac{x_2 \times u_1}{C_1} \quad (\text{A10.1})$$

$$\dot{x}_2 = \frac{x_1 \times u_1}{L_1} + \frac{x_5 \times (1-u_1)}{L_1} \quad (\text{A10.2})$$

$$\dot{x}_3 = \frac{V_{bat}}{L_2} - \frac{x_3 \times R_4}{L_2} - \frac{x_5 \times u_{23}}{L_2} \quad (\text{A10.3})$$

$$\dot{x}_4 = \frac{V_{sc}}{L_3} - \frac{x_4 \times R_5}{L_3} - \frac{x_5 \times u_{45}}{L_3} \quad (\text{A10.4})$$

$$\dot{x}_5 = \frac{x_2(1-u_1)}{C_0} + \frac{u_{23} \times x_3}{C_0} + \frac{x_4 \times u_{45}}{C_0} - \frac{I_{load}}{C_0} \quad (\text{A10.5})$$

$$\dot{x}_6 = x_7 \quad (\text{A10.6})$$

$$\dot{x}_7 = -\frac{x_6}{L_4 \times C_2} - \frac{x_7 \times R_6}{L_4} + H(t) + \frac{x_5 \times u_6}{L_4 \times C_2} \quad (\text{A10.7})$$

$$\dot{x}_8 = \frac{x_5 \times u_7}{L_5} + \frac{x_8 \times R_7}{L_5} \quad (\text{A10.8})$$

Avec :

x_1 représente la tension du panneau solaire PV.

x_2 représente la tension de l'inducteur.

x_3 représente le courant à travers l'inductance L_2 .

x_4 représente le courant à travers l'inductance L_3 .

x_5 représente la tension du bus DC.

x_6 représente le courant à travers l'inductance L_4 .

x_7 représente la tension de la charge AC en mode isolé (islanded mode).

x_8 représente la tension de sortie de l'onduleur DC/AC en mode connecté au réseau (grid-connected mode).

$H(t)$ représente les perturbations externes qui sont causé par la variation de la charge AC en mode isolé.

Et

u_1 : signal de commande du convertisseur boost connecté au panneau photovoltaïque.

u_{23} : signal de commande du convertisseur buck- boost connecté à la batterie.

u_{45} : signal de commande du convertisseur buck-boost connecté au super-condensateur.

u_6 : signal de commande de l'onduleur connecté a la charge AC en mode iloté.

u_7 : signal de commande de l'onduleur connecté au réseau en mode connecté.

Et

R_1 : Résistance de la charge du convertisseur boost du panneau solaire.

R_2 : Résistance de la ligne de transmission connectée au bus DC.

R_3 : Résistance interne de la batterie.

R_4 : Résistance de la ligne de transmission connectée à la batterie.

R_5 : Résistance interne du supercondensateur.

R_6 : Résistance de la charge de l'onduleur en mode îloté.

R_7 : Résistance de la charge de l'onduleur en mode connecté (grid).

Et

C_0 : Capacité du bus DC, utilisée pour maintenir la tension du bus DC.

C_1 : Capacité de filtrage utilisée dans le convertisseur boost du panneau solaire.

C_2 : Capacité de filtrage utilisée dans le convertisseur de l'onduleur en mode îloté.

Et

L_1 : Inductance du convertisseur boost connecté au panneau solaire.

L_2 : Inductance du convertisseur buck-boost connecté à la batterie.

L_3 : Inductance du convertisseur buck-boost connecté au supercondensateur.

L_4 : Inductance de filtrage de l'onduleur en mode îloté (AC).

L_5 : Inductance de filtrage de l'onduleur en mode connecté (grid).

Panneau solaire

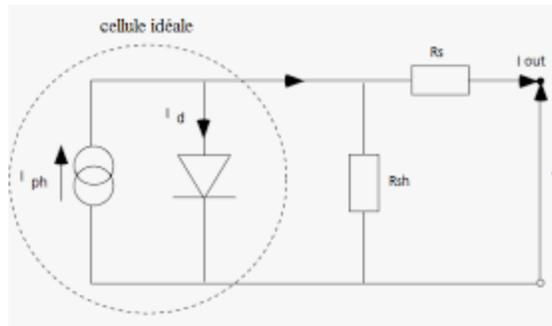


Figure 92:le circuit du panneau photovoltaïque

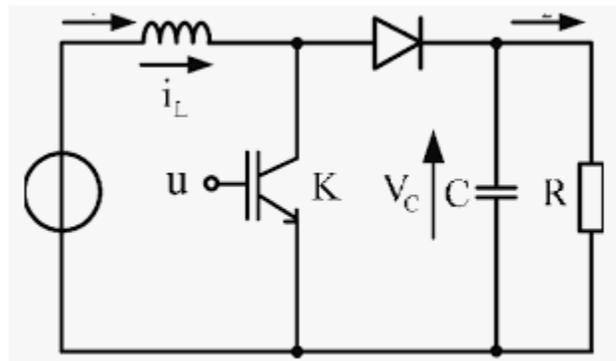


Figure 93:le convertisseur boost

Pour démontrer les équations du panneau solaire avec un convertisseur boost, nous devons examiner le circuit et appliquer les lois de Kirchhoff. *Les deux figures représentent le circuit du panneau photovoltaïque et le convertisseur boost.*

Circuit du Convertisseur Boost

Le convertisseur boost comprend les éléments suivants :

- $V_{in}(t)$: la tension d'entrée, provenant du panneau solaire.
- L_1 : une inductance.
- C_1 : un condensateur.
- D : une diode.

- S : un interrupteur (typiquement un transistor contrôlé par un signal de commande $u_1(t)$)
- $V_{out}(t)$: la tension de sortie.

Principe de Fonctionnement

Le convertisseur boost fonctionne en deux phases :

Phase de charge (l'interrupteur S est fermé, ($u_1(t) = 1$)) :

- L'inductance (L_1) se charge à travers la source de tension $V_{in}(t)$.
- Le condensateur C_1 alimente la charge.

Phase de décharge (l'interrupteur (S) est ouvert, ($u_1(t) = 0$)) :

- L'inductance L_1 se décharge dans le condensateur C_1 et la charge à travers la diode D .

Équations de Kirchhoff

Phase de Charge ($u_1(t) = 1$) :

Courant à travers l'inductance L_1 :

$$V_{in}(t) = L_1 \left(\frac{dI_L(t)}{dt} \right) \quad (\text{A10.9})$$

- Courant à travers le condensateur C_1 :

$$I_{C1}(t) = C_1 \left(\frac{dV_{out}(t)}{dt} \right) \quad (\text{A10.10})$$

Phase de Décharge ($u_1(t) = 0$) :

Courant à travers l'inductance L_1 :

$$V_{in}(t) - V_{out}(t) = L_1 \left(\frac{dI_L(t)}{dt} \right) \quad (\text{A10.11})$$

Courant à travers le condensateur C_1 :

$$I_{C1}(t) = C_1 \left(\frac{dV_{out}(t)}{dt} \right) \quad (\text{A10.12})$$

Équations Différentielles

Pour obtenir les équations différentielles, nous devons exprimer les relations ci-dessus en termes des variables d'état.

Variable d'État x_1 : Tension de sortie V_{out}

$$x_1 = V_{out} \quad (\text{A10.13})$$

Variable d'État x_2 : Courant à travers l'inductance I_L

$$x_2 = I_L \quad (\text{A10.14})$$

5. Démonstration des Équations

Phase de Charge ($u_1(t) = 1$):

Inductance L_1 :

$$V_{in}(t) = L_1 \left(\frac{dx_2(t)}{dt} \right) \quad (\text{A10.15})$$

donc,

$$\frac{dx_2(t)}{dt} = \frac{V_{in}(t)}{L_1} \quad (\text{A10.16})$$

Condensateur (C_1) :

$$I_{C1}(t) = x_2(t) \quad (\text{A10.17})$$

donc,

$$x_2(t) = C_1 \left(\frac{dx_1(t)}{dt} \right) \quad (\text{A10.18})$$

donc,

$$\frac{dx_1(t)}{dt} = \frac{x_2(t)}{C_1} \quad (\text{A10.19})$$

Phase de Décharge ($u_1(t) = 0$) :

Inductance L_1 :

$$V_{in}(t) - x_1(t) = L_1 \left(\frac{dx_2(t)}{dt} \right) \quad (\text{A10.20})$$

donc,

$$\frac{dx_2(t)}{dt} = \frac{V_{in}(t) - x_1(t)}{L_1} \quad (\text{A10.21})$$

Condensateur C_1 :

$$I_{C1}(t) = -x_2(t) \quad (\text{A10.22})$$

donc,

$$\frac{dx_1(t)}{dt} = -\frac{x_2(t)}{C_1} \quad (\text{A10.23})$$

Combinaison des Phases

Pour combiner les deux phases en une seule équation, on utilise le signal de commande $u_1(t)$

Lorsque $u_1(t) = 1$ (phase de charge), les équations sont :

$$\frac{dx_2(t)}{dt} = \frac{V_{in}(t)}{L_1} \quad (\text{A10.24})$$

$$\frac{dx_1(t)}{dt} = \frac{x_2(t)}{C_1} \quad (\text{A10.25})$$

Lorsque ($u_1(t) = 0$) (phase de décharge), les équations sont :

$$\frac{dx_2(t)}{dt} = \frac{V_{in}(t) - x_1(t)}{L_1} \quad (\text{A10.26})$$

$$\frac{dx_1(t)}{dt} = -\frac{x_2(t)}{C_1} \quad (\text{A10.27})$$

Les équations finales peuvent être exprimées comme suit en utilisant ($u_1(t)$) pour interpoler entre les deux phases :

$$\frac{dx_1(t)}{dt} = \frac{I_{pv}}{C_1} - \frac{x_2(t)u_1(t)}{C_1} \quad (\text{A10.28})$$

$$\frac{dx_2(t)}{dt} = \frac{x_1(t)u_1(t)}{L_1} - \frac{x_2(t)(1 - u_1(t))}{L_1} \quad (\text{A10.29})$$

La Batterie

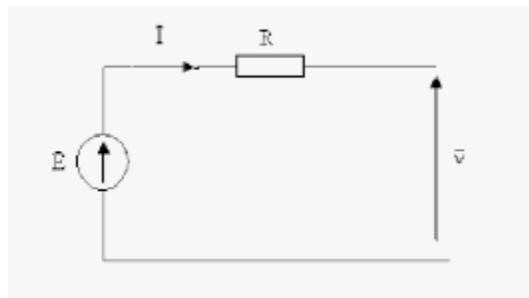


Figure 94: Circuit de la Batterie.

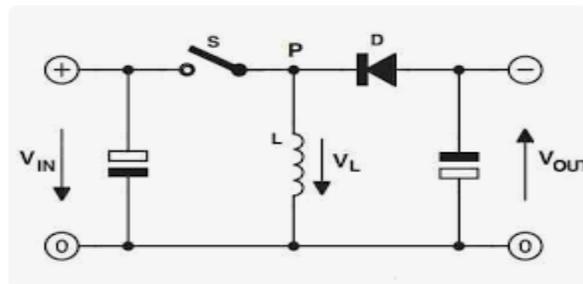


Figure 95: Un convertisseur buck-boost

Modélisation du Circuit de la Batterie

Un convertisseur buck-boost typique contient les éléments suivants :

- Une inductance L_2
- Un interrupteur (transistor de puissance)
- Une diode
- Un condensateur (représentant la batterie avec une tension V_{bat})
- Une résistance R_4 (résistance interne de la batterie)

Écrire les Équations du Circuit

Lorsque l'interrupteur est fermé, le courant passe à travers l'inductance L_2 , la résistance R_4 et la diode, et charge le condensateur C_2 (modélisé par la tension V_{bat}). La variable d'état x_3 représente le courant à travers l'inductance L_2 .

Quand l'interrupteur est fermé

$$V_{bat} - x_3 R_4 - L_2 \left(\frac{dx_3}{dt} \right) = 0 \quad (\text{A10.30})$$

En réarrangeant pour trouver $\left(\frac{dx_3}{dt} \right)$, nous avons :

$$\frac{dx_3}{dt} = \frac{V_{bat}}{L_2} - \frac{x_3 R_4}{L_2} \quad (\text{A10.31})$$

Quand l'interrupteur est ouvert :

Dans ce cas, l'énergie stockée dans l'inductance est transférée au bus DC. L'équation tient compte de la chute de tension à travers l'inductance et la résistance interne R_4 . Cependant, nous devons également inclure la contribution du signal de commande $u_{\{23\}}$ pour le convertisseur buck-boost et la tension x_5 du bus DC.

Incorporer le Signal de Commande ($u_{23}(t)$)

Le signal de commande ($u_{23}(t)$) contrôle la durée pendant laquelle l'interrupteur est fermé ou ouvert. Pour le convertisseur buck-boost, nous devons considérer l'impact de ($u_{23}(t)$) sur le courant à travers x_3 . Ainsi, l'équation complète devient :

$$\frac{dx_3}{dt} = \frac{V_{bat}}{L_2} - \frac{x_3 R_4}{L_2} - \frac{u_{23}(t)x_5}{L_2} \quad (\text{A10.32})$$

le supercondensateur

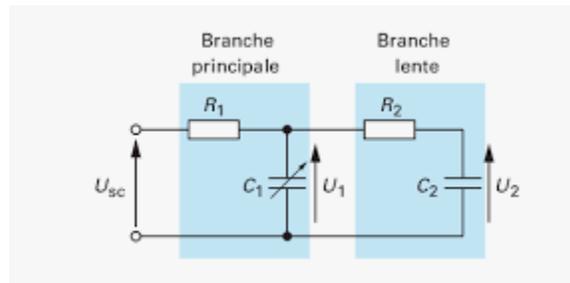


Figure 96: Circuit du Supercondensateur

Pour dériver l'équation différentielle concernant le supercondensateur (convertisseur buck-boost), nous devons examiner le circuit électrique du supercondensateur et du convertisseur associé. La figure 96 représente le circuit électrique d'un supercondensateur. Voici les étapes pour arriver à cette équation.

Modélisation du Circuit du Supercondensateur

Un convertisseur buck-boost typique pour le supercondensateur contient les éléments suivants

- Une inductance L_3
- Un interrupteur (transistor de puissance)

- Une diode
- Un condensateur (représentant le supercondensateur avec une tension V_{SC})
- Une résistance R_5 (résistance interne du supercondensateur)

Écrire les Équations du Circuit

Lorsque l'interrupteur est fermé, le courant passe à travers l'inductance L_3 , la résistance R_5 et la diode, et charge le condensateur C_3 (modélisé par la tension V_{SC}). La variable d'état x_4 représente le courant à travers l'inductance L_3

Quand l'interrupteur est fermé :

$$V_{SC} - x_4 R_5 - L_3 \left(\frac{dx_4}{dt} \right) = 0 \quad (\text{A10.33})$$

En réarrangeant pour trouver $\frac{dx_4}{dt}$, nous avons :

$$\frac{dx_4}{dt} = \frac{V_{SC}}{L_3} - \frac{x_4 R_5}{L_3} \quad (\text{A10.34})$$

Quand l'interrupteur est ouvert :

Dans ce cas, l'énergie stockée dans l'inductance est transférée au bus DC. L'équation tient compte de la chute de tension à travers l'inductance et la résistance interne R_5 . Cependant, nous devons également inclure la contribution du signal de commande $u_{45}(t)$ pour le convertisseur buck-boost et la tension x_5 du bus DC.

Incorporer le Signal de Commande $u_{45}(t)$

Le signal de commande $u_{45}(t)$ contrôle la durée pendant laquelle l'interrupteur est fermé ou ouvert. Pour le convertisseur buck-boost, nous devons considérer l'impact de $u_{45}(t)$ sur le courant à travers x_4 . Ainsi, l'équation complète devient :

$$\frac{dx_4}{dt} = \frac{V_{SC}}{L_3} - \frac{x_4 R_5}{L_3} - \frac{u_{45}(t)x_5}{L_3} \quad (\text{A10.35})$$

Bus DC

Pour dériver l'équation différentielle concernant la tension du bus DC, nous devons considérer les contributions de chaque composant connecté au bus DC, à savoir le panneau solaire, la batterie, le supercondensateur et la charge. Voici une démonstration détaillée de la manière dont nous arrivons à cette équation.

Modélisation du Circuit du Bus DC

Le bus DC reçoit des courants de différentes sources :

- Le courant i_{L1} du panneau solaire via un convertisseur boost.
- Le courant I_{L2} de la batterie via un convertisseur buck-boost.
- Le courant I_{L3} du supercondensateur via un convertisseur buck-boost.
- La charge I_{load} connectée au bus DC.

Écrire les Équations du Courant pour Chaque Composant

Panneau Solaire

Le courant venant du panneau solaire après le convertisseur boost est donné par :

$$i_{L1} = x_2(1 - u_1(t)) \quad (A10.36)$$

Batterie

Le courant venant de la batterie après le convertisseur buck-boost est donné par :

$$i_{L2} = u_{23}(t)x_3 \quad (A10.37)$$

Supercondensateur

Le courant venant du supercondensateur après le convertisseur buck-boost est donné par :

$$i_{L3} = u_{45}(t)x_4 \quad (\text{A10.38})$$

Charge

La charge connectée au bus DC consomme un courant I_{load} .

Écrire l'Équation du Bus DC

La tension x_5 sur le bus DC est influencée par le courant à travers le condensateur C_0 . La relation courant-tension pour un condensateur est donnée par :

$$i_{C0} = C_0 \left(\frac{dx_5}{dt} \right) \quad (\text{A10.39})$$

Équation de la Somme des Courants

En combinant les contributions de chaque composant et la charge, nous obtenons :

$$C_0 \left(\frac{dx_5}{dt} \right) = i_{L1} + i_{L2} + i_{L3} - I_{load} \quad (\text{A10.40})$$

En substituant les expressions pour i_{L1} , i_{L2} et i_{L3} dans l'équation, nous avons

$$C_0 \left(\frac{dx_5}{dt} \right) = x_2(1 - u_1(t)) + u_{23}(t)x_3 + u_{45}(t)x_4 - I_{load} \quad (\text{A10.41})$$

Simplification

Divisons par (C_0) pour isoler $\left(\frac{dx_5}{dt} \right)$:

$$\frac{dx_5}{dt} = \frac{x_2(1 - u_1(t))}{C_0} + \frac{u_{23}(t)x_3}{C_0} + \frac{u_{45}(t)x_4}{C_0} - \frac{I_{load}}{C_0} \quad (\text{A10.42})$$

L'onduleur Monophasé en Mode Connecté

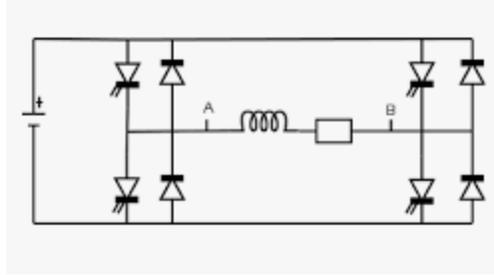


Figure 97:L'onduleur Monophasé.

Courant à travers l'Inductance L_5

$$v_{L5} = L_5 \left(\frac{dx_8}{dt} \right) \quad (\text{A10.43})$$

Où :

- v_{L5} est la tension à travers l'inductance L_5 .

- x_8 est le courant à travers l'inductance L_5

La tension à travers la résistance R_7 est :

$$v_{R7} = x_8 R_7 \quad (\text{A10.44})$$

Où :

- v_{R7} est la tension à travers la résistance R_7

- x_8 est le courant à travers la résistance R_7

Tension de Sortie Régulée

La tension de sortie de l'onduleur est réglée par le signal $u_7(t)$ et la tension du bus DC

x_5 :

$$v_{out} = x_5 u_7(t) \quad (\text{A10.45})$$

Où :

- v_{out} est la tension de sortie régulée par l'onduleur.
- x_5 est la tension du bus DC.
- $u_7(t)$ est le signal de commande du commutateur de l'onduleur.

Application de la Loi de Kirchhoff des Tensions (KVL)

En appliquant la loi de Kirchhoff des tensions autour de la boucle de l'inverter, nous obtenons

$$x_5 u_7(t) = L_5 \left(\frac{dx_8}{dt} \right) + x_8 R_7 \quad (\text{A10.46})$$

Ceci est la somme des tensions à travers l'inductance L_5 et la résistance R_7 .

Réarrangement pour Obtenir l'Équation Différentielle

Pour isoler $\frac{dx_8}{dt}$, nous avons :

$$L_5 \left(\frac{dx_8}{dt} \right) = x_5 u_7(t) - x_8 R_7 \quad (\text{A10.47})$$

En divisant par L_5 nous obtenons :

$$\frac{dx_8}{dt} = \frac{x_5 u_7(t)}{L_5} - \frac{x_8 R_7}{L_5} \quad (\text{A10.48})$$

Tension à travers la Résistance R_7

$$v_{R7} = x_8 R_7 \quad (\text{A10.49})$$

Où :

- v_{R7} est la tension à travers la résistance R_7
- x_8 est le courant à travers la résistance R_7

Tension de Sortie Régulée

La tension de sortie de l'onduleur est régulée par le signal ($u_7(t)$) et la tension du bus DC x_5

$$v_{out} = x_5 u_7(t) \quad (\text{A10.50})$$

Application de la Loi de Kirchhoff des Tensions (KVL)

En appliquant la loi de Kirchhoff des tensions autour de la boucle de l'onduleur, nous obtenons :

$$x_5 u_7(t) = L_5 \left(\frac{dx_8}{dt} \right) + x_8 R_7 \quad (\text{A10.51})$$

Ceci est la somme des tensions à travers l'inductance L_5 et la résistance R_7

Réarrangement pour Obtenir l'Équation Différentielle

Pour isoler ($\frac{dx_8}{dt}$), nous avons :

$$L_5 \left(\frac{dx_8}{dt} \right) = x_5 u_7(t) - x_8 R_7 \quad (\text{A10.52})$$

En divisant par L_5 , nous obtenons :

$$\frac{dx_8}{dt} = \frac{x_5 u_7(t)}{L_5} - \frac{x_8 R_7}{L_5} \quad (\text{A10.53})$$

Démonstration des Équations de l'onduleur Monophasé (Mode Îloté/Charge AC)*

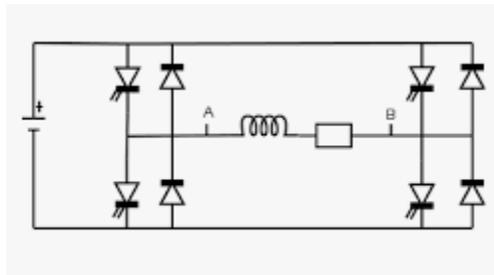


Figure 98: l'onduleur Monophasé (Mode Îloté)

Première Équation : $\frac{dx_6}{dt} = x_7$

L'équation $\frac{dx_6}{dt} = x_7$ décrit la relation entre le courant et la tension à travers l'inductance L_4 de l'onduleur.

Courant à travers l'inductance L_4 :

$$x_6 = i_L \quad (\text{A10.54})$$

Tension à travers l'inductance L_4 :

$$V_L = L_4 \cdot \left(\frac{di_L}{dt} \right) \quad (\text{A10.55})$$

Relation entre courant et tension :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_L}{L_4} \quad (\text{A10.56})$$

En désignant $x_6 = i_L$ et $x_7 = \frac{V_L}{L_4}$ nous obtenons :

$$\frac{dx_6}{dt} = x_7 \quad (\text{A10.57})$$

Tension à travers le condensateur C_2 :

La tension à travers le condensateur est donnée par :

$$x_7 = V_{C2} \quad (\text{A10.58})$$

Courant à travers le condensateur C_2 :

Le courant à travers le condensateur est la dérivée de la tension multipliée par la capacité :

$$i_{\{C2\}} = C_2 \cdot \left(\frac{dV_{C2}}{dt} \right) \quad (\text{A10.59})$$

En désignant $V_{C2} = x_7$, nous obtenons :

$$\frac{dV_{C2}}{dt} = \frac{x_7}{C_2} \quad (\text{A10.60})$$

Courant à travers l'inductance L_4 :

Le courant à travers l'inductance est x_6 :

$$x_6 = \dot{i}_{L4} \quad (\text{A10.61})$$

Tension à travers l'inductance L_4 :

La tension à travers l'inductance est donnée par :

$$V_{L4} = L_4 \cdot \left(\frac{di_{L4}}{dt} \right) \quad (\text{A10.62})$$

Application des lois de Kirchhoff :

En appliquant la loi de Kirchhoff des tensions au circuit comprenant L_4 , R_6 et C_2 nous avons :

$$V_{L4} + V_{R6} + V_{C2} = V_{in} + H(t) \quad (\text{A10.63})$$

Substitution et Réarrangement :

Remplaçons les valeurs appropriées :

$$L_4 \cdot \left(\frac{di_{L4}}{dt} \right) + x_7 R_6 + x_7 = x_5 u_6(t) + H(t) \quad (\text{A10.64})$$

En réarrangeant pour isoler la dérivée $\left(\frac{di_{L4}}{dt} \right)$:

$$L_4 \cdot \left(\frac{di_{L4}}{dt} \right) = x_5 u_6(t) + H(t) - x_7 R_6 - x_7 \quad (\text{A10.65})$$

Divisons par L_4 :

$$\frac{di_{L4}}{dt} = \frac{x_5 u_6(t)}{L_4} + \frac{H(t)}{L_4} - \frac{x_7 R_6}{L_4} - \frac{x_7}{L_4} \quad (\text{A10.66})$$

Relation entre courant et tension dans le circuit LC :

Puisque ($i_{L4} = x_6$) et ($\frac{di_{L4}}{dt} = \frac{dx_6}{dt}$), nous avons :

$$\frac{dx_6}{dt} = -\frac{x_7}{L_4 C_2} - \frac{x_7 R_6}{L_4} + \frac{x_5 u_6(t)}{L_4 C_2} + \frac{H(t)}{L_4} \quad (\text{A10.67})$$

Lien entre ($\frac{dx_6}{dt}$) et ($\frac{dx_7}{dt}$) :

En utilisant la relation ($\frac{di_{\{C2\}}}{dt} = C_2 \left(\frac{dV_{\{C2\}}}{dt}\right)$), nous avons :

$$\frac{dx_7}{dt} = \frac{x_6}{C_2} \quad (\text{A10.68})$$

Substitution dans l'équation de ($\frac{dx_6}{dt}$) :

Maintenant, en remplaçant ($\frac{dx_7}{dt}$) par ($\frac{x_6}{C_2}$), nous obtenons l'équation finale :

$$\frac{dx_7}{dt} = -\frac{x_6}{L_4 C_2} - \frac{x_7 R_6}{L_4} + \frac{x_5 u_6(t)}{L_4 C_2} + \frac{H(t)}{L_4} \quad (\text{A10.69})$$

Références :

- [1] Ahmed, M. (2020). Stability and Control Aspects of Microgrid Architectures—A Comprehensive Review. *IEEE Access*, 144730-144766.
- [2] Alam, M. N. (2018). Networked Microgrids: State-of-the-art and Future. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 1238-1250.
- [3] Arfeen, Z. A. (2019). Control of distributed generation systems for microgrid. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 8.
- [4] El-hawary, M. E. (2014). The Smart Grid—State-of-the-art and Future. *Electric Power Components and Systems*, 239-250.
- [5] Elsis, M. (2020). Optimal design of robust resilient automatic voltage regulators. *ISA Transactions*.
- [6] Gupta, S. (2010). Voltage Stability Improvement in Power Systems using Facts Controllers: State-of-the- Art Review. *International Conference on Power, Control and Embedded Systems* (pp. 1-8). IEEE.
- [7] Khaleel, M. M. (2023). *Intelligent Control Techniques for Microgrid Systems. Brilliance: Research of Artificial Intelligence.*
- [8] Kovalenko, S. (2016). New methods and approaches for monitoring and control of complex electrical power systems stability. *IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*.
- [9] Mehta, S. (2021). A comprehensive review on control techniques for stability. *International Transactions on Electrical Energy Systems*.
- [10] SAEED, M. H. (2021). A Review on Microgrids' Challenges. *IEEE Access*.
- [11] Sumarmad, K. A. (2022). Energy Management and Voltage Control in Microgrids Using Artificial Neural Networks, PID, and Fuzzy Logic Controllers. *Energies*.

- [12] Sun, H. (2019). Review of Challenges and Research Opportunities for Voltage Control in Smart Grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2790-2801.
- [13] Trivedi, R. (2022). Implementation of artificial intelligence techniques in microgrid control environment: Current progress and future scopes. *Energy and AI*.
- [14] Wu, T. (2021). Artificial intelligence for operation and control: The case of microgrids. *The Electricity Journal*.
- [15] Zehra, S. S. (2022). Fuzzy-barrier sliding mode control of electric-hydrogen hybrid energy storage system in DC microgrid: Modelling, management and experimental investigation. *Energy*
- [16] rapport de mémoire haitam alillouche 2020
- [17] https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9seau_%C3%A9lectrique
- [18] Provoost, F. (2009). "Intelligent distribution network design."
- [19] Jovicic, D. and B. T. Ooi (2010). "Developing DC transmission networks using DC transformers." *IEEE Transactions on Power Delivery* 25(4): 2535-2543.
- [20] Erinmez, I. A., et al. (2002). "Management of the geomagnetically induced current risks on the national grid company's electric power transmission system." *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics* 64(5-6): 743-756.
- [21] Dyke, K. J., et al. (2010). "The impact of transport electrification on electrical networks." *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 57(12): 3917-3926.
- [22] https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89lectricit%C3%A9_au_Canada
- [23] Downey, B., et al. (2020). "Federalism in the patch: Canada's energy industry and the constitutional division of powers." *Alta. L. Rev.* 58: 273.

- [24] Denis, G. S. and P. Parker (2009). "Community energy planning in Canada: The role of renewable energy." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13(8): 2088-2095.
- [25] Dubreuil, A. (2001). "Inventory for energy production in Canada." *The International Journal of Life Cycle Assessment* 6: 281-284.
- [26] Liu, T., et al. (2014). "Potential and impacts of renewable energy production from agricultural biomass in Canada." *Applied Energy* 130: 222-229.
- [27] Mohamed, M., et al. (2017). "Simulation of electric buses on a full transit network: Operational feasibility and grid impact analysis." *Electric Power Systems Research* 142: 163-175
- [28] <https://www.electricite.ca/centre-dapprentissage/le-reseau/>
- [29] Ghorab, M. (2019). "Energy hubs optimization for smart energy network system to minimize economic and environmental impact at Canadian community." *Applied Thermal Engineering* 151: 214-230
- [30] Krishnamoorthy CS, Rajeev S. *Artificial intelligence and expert systems for engineers*. LLC: CRC Press; 1996
- [31] Feigenbaum EA. *Knowledge engineering for the 1980*, Department of Computer Science, Stanford University, Stanford, CA, 1982.
- [32] Turban E. *Expert systems and applied artificial intelligence*. New York: Macmillan Publishing Company; 1992.
- [33] Kusiak AY, Sunderesh D, Heragu S. *Expert systems and optimization*. *IEEE Trans Software Eng* 1989;15:1012–7.
- [34] Kusiak A. *Artificial intelligence and operations research in flexible manufacturing systems*. *Inf Process* 1987;25(I):2–12
- [35] Rapport de mémoire, raghda alillouche

- [36] Mellit, A., & Kalogirou, S. A. (2008). Artificial intelligence techniques for photovoltaic applications: A review. *Progress in energy and combustion science*, 34(5), 574-632.
- [37] Zwe-Lee Gaing, "A particle swarm optimization approach for optimum design of PID controller in AVR system," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 384-391, June 2004, doi: 10.1109/TEC.2003.821821.
- [38] <https://en.wikipedia.org/wiki/Microgrid>
- [39] B. S. Hartono, Y. Budiyanto and R. Setiabudy, "Review of microgrid technology," 2013 International Conference on QiR, Yogyakarta, Indonesia, 2013, pp. 127-132, doi: 10.1109/QiR.2013.6632550.
- [40] Benjamin Kroposki, Robert Lasseter, Toshifumi Ise, Satoshi Morozumi, Stavros Papathanassiou and Nikos Hatziargyriou, "Making microgrids work", *IEEE power & energy magazine*, IEEE 2008
- [41] Elmouatamid, A., Ouladsine, R., Bakhouya, M., El Kamoun, N., Khaidar, M., & Zine-Dine, K. (2020). Review of control and energy management approaches in micro-grid systems. *Energies*, 14(1), 168.
- [42] Wilsun Xu, Konrad Mauch, and Sylvain Martel, "An Assessment of Distributed Generation Islanding Detection Methods and Issues for Canada", CETC-Varenes 2004-074 (TR) 411-INVERT
- [43] Ali Keyhani, Mohammad N. Marwali, and Min Dai, "Integration Of Green And Renewable Energy In Electric Power Systems", John Wiley & Sons, 2010
- [44] <https://www.se.com/ca/fr/work/solutions/microgrids/>
- [45] Kahrobaeian A, Mohamed YA-RI. Networked based hybrid distributed power sharing and control for islanded micro-grid systems. *IEEE Trans Power Electron* 2015;30(2):603–17, [Feb].

- [46] Nutkani IU, Loh PC, Blaabjerg F. Cost-prioritized droop schemes for autonomous AC microgrids. *IEEE Trans Power Electron* 2015;30(2):1109–19, [Feb].
- [47] Vargas-Martínez A, Minchala LIA, Zhang Y, Garza-Castañón LE, Badihi H. Hybrid adaptive faulttolerant control algorithms for voltage and frequency regulation of an islanded microgrid. *Int Trans Electron Energy Syst* 2014;25(5):827–44, [Jan].
- [48] G. Simons, P. Sethi, R. Davis, K. DeGroat, D. Comwell, and B. Jenkins, “The role of renewable distributed generation in California's electricity system”. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. Volume 1, 15-19 July 2001, pp. 546 – 547.
- [49] H. G. DuPont, “Wind turbine generators gain acceptance in distributed generation applications”. *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2003, Volume 4, pp. 13-17.
- [50] A. P. Agalgaonkar, S. V. Kulkarni, S.A. Khaparade “Evaluation of configuration plans for DGs in developing countries using advanced planning techniques”. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 21, Issue 2, May 2006 , pp.73 – 981
- [51] Kroposki, B., Basso, T., & DeBlasio, R. (2008, July). Microgrid standards and technologies. In *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century* (pp. 1-4). IEEE.
- [52] Nigim, K. A., & Lee, W. J. (2007, June). Micro grid integration opportunities and challenges. In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting* (pp. 1-6). IEEE.
- [53] A. B. Dehkordi, P. Neti, A. M. Gole and T. L. Maguire, "Development and Validation of a Comprehensive Synchronous Machine Model for a Real-Time Environment," in *IEEE*
- [54] Hietpas, S. M., & Naden, M. (2000). Automatic voltage regulator using an AC voltage-voltage converter. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 36(1), 33-38.
- [55] SEN, Sachidananda et KUMAR, Vishal. Microgrid modelling: A comprehensive survey. *Annual reviews in control*, 2018, vol. 46, p. 216-250.

