UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

CONTRIBUTION AU DIMENSIONNEMENT OPTIMAL D'UN SYSTÈME HYBRIDE PHOTOVOLTAIQUE–DIESEL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ

COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA

MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE

PAR

SAIDOU CAMARA

JUIN 2026

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire, de cette thèse ou de cet essai a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire, de sa thèse ou de son essai.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire, cette thèse ou cet essai. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire, de cette thèse et de son essai requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE (M. Sc. A.)

Direction de recherche :

Mamadou Lamine Doumbia	Directeur de recherche
Abdeldjebar Hazzab	Codirecteur de recherche

Jury d'évaluation

Alben Cardenas, Évaluateur	Université du Québec à Trois-Rivières
Abdeldjebar Hazzab, Codirecteur de recherche	Université du Québec à Trois-Rivières
Tahar Tafticht, Évaluateur	Université du Québec à Abitibi Témiscamingue

Résumé

Ce mémoire présente une étude d'intégration optimale d'un système photovoltaïque (PV) au sein d'un micro-réseau isolé initialement alimenté par des génératrices diesel. L'objectif principal est de déterminer la part optimale de puissance photovoltaïque à intégrer afin de réduire la dépendance au carburant fossile, tout en garantissant la stabilité, la fiabilité et la durabilité du système électrique. La démarche proposée consiste à intégrer progressivement différentes puissances de production photovoltaïque, exprimées en pourcentage de la puissance totale du micro-réseau. Le choix de la part optimale de PV repose sur plusieurs hypothèses et critères d'optimisation, notamment la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la prolongation de la durée de vie des équipements solaires et des systèmes de stockage par batteries, ainsi que la prise en compte des coûts de renouvellement et de remplacement des équipements. Le cadre d'étude retenu est la ville de Colville Lake, située dans le Grand Nord canadien, caractérisée par un climat extrême, une forte dépendance au diesel et des contraintes techniques spécifiques aux réseaux isolés. Ces conditions rendent l'optimisation de l'intégration des énergies renouvelables particulièrement pertinente et stratégique. Dans un second temps, une simulation dynamique du micro-réseau est réalisée sous MATLAB/Simulink à une échelle de puissance réduite, afin de valider le modèle proposé et la part optimale de PV déterminée théoriquement. La stratégie de commande adoptée repose sur l'algorithme WZLA (Weighted Zero-Attracting LMS Algorithm) [1], une technique avancée de contrôle et d'optimisation adaptée aux micro-réseaux hybrides. Cet algorithme permet d'améliorer la gestion de la puissance, de réduire les perturbations liées à l'intermittence du photovoltaïque et d'assurer une meilleure stabilité du système en présence de charges variables et de sources multiples. Les résultats de simulation montrent que l'intégration optimisée du système photovoltaïque permet une réduction significative de la

consommation de diesel et des émissions associées, tout en maintenant des performances satisfaisantes en termes de qualité de l'énergie et de continuité de service. Cette étude met ainsi en évidence l'intérêt technique, environnemental et économique d'une intégration optimisée du photovoltaïque dans les micro-réseaux isolés du Nord canadien.

Avant-propos

Nous arrivons ainsi à termes de deux années d'études, je tiens à remercier tous ceux qui ont contribué dans l'élaboration de ce mémoire de recherche, et tous ceux qui de près ou de loin ont marqué leur présence dans ma vie, en particulier à mon défunt père qui serait fier de l'homme que je suis devenu, puisse son âme reposer en paix.

Je tiens à adresser mes sincères remerciements à mes directeurs de recherche, Mamadou Lamine Doumbia et Abdeldjebar Hazzab, professeurs au département génie électrique et informatique de l'Université du Québec à Trois-Rivières pour leurs disponibilités et leurs conseils précieux.

Enfin mes remerciements à mes camarades du Laboratoire de Conversion d'Énergie Électrique et Qualité de l'Onde (CEEQO)

Table des matières

Résumé iii

Avant Propos v

Table des matières vi

Liste des tableaux x

Liste des figures xi

Liste des abréviations xiv

Liste des symboles xv

Chapitre 1 - Introduction 1

1.1 Contexte général 1

1.2 Objectifs 2

1.3 Méthodologie 3

Chapitre 2 - Introduction à l'optimisation des systèmes hybrides PV-diesel 4

2.1 Définition d'un système hybride 4

2.2 Problématique d'optimisation des systèmes hybrides PV-diesel 6

2.3 Outils de conception d'optimisation et de dimensionnement des systèmes hybrides 6

2.4 Revue de la littérature 9

2.5 Conclusion 12

Chapitre 3 - Étude de faisabilité technico-économique et dimensionnement optimal d'un système hybride PV–diesel : cas de Colville Lake, Nord-Ouest du Canada 14
3.1 Description de la zone d'étude 15
3.2 Potentiel solaire de Colville Lake 16
3.3 Les applications de l'énergie solaire 19
3.3.1 Les avantages de l'énergie solaire photovoltaïque 19
3.3.2 Les inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque 20
3.4 Dimensionnement en fonction du coût du système 21
3.4.1 Panneaux solaire PV 21
3.4.2 Convertisseurs 25
3.4.3 Batteries 25
3.4.4 La taxe carbone 28
3.4.5 Les groupes électrogène 31
3.5 Conclusion 35

Chapitre 4 - Adoption de la stratégie d'optimisation 37
4.1 Hypothèses de calculs 37
4.2 Réalisation du schéma Simulink de calculs des coûts du système 37
4.2.1 Pour une puissance P = 500 kW 38
4.2.2 Pour une puissance P = 1 MW 40
4.2.3 Pour une puissance P = 10 MW 42
4.2.4 Conclusion 44
4.3 Détermination des écarts des coûts 46
4.3.1 Puissance de 500 kW 46
4.3.2 Puissance de 1 MW 47

4.3.3 Puissance de 10 MW 49
4.4 Conclusion 50

Chapitre 5 - Validation par simulation MATLAB à Colville Lake (T.N.-O.) 51
5.1 Topologies du microgrid 51
5.2 Modélisation des composants du microgrid 52
5.2.1 Le générateur solaire photovoltaïque 61
5.2.2 Dimensionnement du système 66
5.2.3 Reconstruction des tensions de phase à partir des tensions ligne–ligne 71
5.2.4 Contrôle du convertisseur à source de tension (VSC) en fonctionnement avec générateur diesel (DGM) [1] 75
5.2.5 Contrôle du convertisseur à source de tension (VSC) en fonctionnement autonome (Standalone Mode SAM) 78
5.2.6 Commutation avec le Solid transfer switch (STS) 83
5.2.7 Réglage des régulateurs PI pour la régulation du bus DC et du courant batterie 85
5.3 Présentation des résultats de la simulation 90
5.3.1 Puissance champ PV 90
5.3.2 Boucle tension (bus DC) 92
5.3.3 Déphasage génératrice diesel-réseau 93
5.3.4 État de charge de la batterie 93
5.3.5 Courant de la batterie 95
5.3.6 Courant champ PV 96
5.3.7 Courant du convertisseur de source de tension (VSC) 97
5.3.8 Génération des impulsions de commande du convertisseur 97

5.3.9 Puissance de la charge 99
5.3.10 Tension et courant à la sortie du générateur diesel 100
5.3.11 Tension et courant à la sortie de charge 102
5.3.12 Analyse d'harmonique 104
5.4 Conclusion 110

Conclusion générale et perspectives 111

Annexe A - Fichier de calcul des coûts 119

Annexe B - Paramètres du PV 120

Annexe C - Contrôle du Solid Transfer Switch (STS) 121

Annexe D - Algorithme P&O 122

Annexe E - Contrôle DGM/SAM 124

Annexe F - Normes IEE 519 127

Annexe G - Paramètres des différents régulateurs 128

Liste des tableaux

Tableau 3-1 : Données climatiques de Colville Lake sur 30 ans 17

Tableau 3-2 : Coûts des équipements solaire PV 23

Tableau 3-3 : Coûts des batteries obtenus à travers la littérature 27

Tableau 4-1 :Synthèse des coûts du système PV–diesel et des émissions de CO_2 évitées pour une puissance de 500 kW 39

Tableau 4-2 :Synthèse des coûts du système PV–diesel et des émissions de CO_2 évitées pour une puissance de 1 MW 41

Tableau 4-3 :Synthèse des coûts du système PV–diesel et des émissions de CO_2 évitées pour une puissance de 10 MW 43

Tableau 4-4 :Synthèse des écarts de coûts du système PV–diesel pour une puissance de 500 kW (CAD) 46

Tableau 4-5 :Synthèse des écarts de coûts du système PV–diesel pour une puissance de 1 MW (CAD) 48

Tableau 4-6 :Synthèse des écarts de coûts du système PV–diesel pour une puissance de 10 MW (CAD) 49

Tableau 5-1 : Paramètres électriques d'un module PV CS6U-345M 68

Tableau F.1 :Limites du taux de distorsion harmonique de la tension selon IEEE 519-2014 127

Tableau G.1 :Paramètres du modèle hybride PV–DG–Batterie sous Simulink 129

Liste des figures

Figure 2.1 : Configuration d'un système hybride. 5

Figure 3.1 : Carte des Territoires du Nord-Ouest du Canada 16

Figure 3.2 : **C**ourbe du rayonnement et de la vitesse du vent de Colville Lake ... 18

Figure 3.3 : **C**ourbes des coûts d'investissements PV 23

Figure 3.4 : **C**ourbes des coûts d'investissements PV 27

Figure 4.1 : Coûts pour une puissance de 500 kW 40

Figure 4.2 : **C**oûts pour une puissance de 1MW 42

Figure 4.3 : **C**oûts pour une puissance de 10 MW 44

Figure 4.4 : Écarts des coûts du système PV-diesel de 500 kW 47

Figure 4.5 : Écarts des coûts du système PV-diesel de 1 MW 48

Figure 4.6 : Écarts des coûts du système PV-diesel de 10 MW 50

Figure 5.1 : Configuration du microgrid [1] 52

Figure 5.2 : Disposition des enroulements pour une machine triphasée comportant une seule paire de pôles 53

Figure 5.3 : Schéma électrique de la machine synchrone dans un référentiel fixe 54

Figure 5.4 : Schéma électrique de la machine synchrone à pôle saillant dans le référentiel tournant. 60

Figure 5.5 : Régulateur de tension type IEEE 61

Figure 5.6 : Modèle du PV 62

Figure 5.7 : **A**lgortihme MMPT Perturb and Observ 65

Figure 5.8 : Contrôle VSC en mode génératrice DGM 76

Figure 5.9 : **C**ontrôle VSC en mode génératrice SAM 78

Figure 5.10 : Commutation du STS [1] 83
Figure 5.11 : Puissance PV en kWc 91
Figure 5.12 : Tension du réglage 92
Figure 5.13 : Angles électriques du réseau et de la charge 93
Figure 5.14 : Décharge de la batterie 94
Figure 5.15 : Courant de la batterie 95
Figure 5.16 : Courant du champ PV 96
Figure 5.17 : Courants du PV observé au VSC 97
Figure 5.18 : Puissance de la charge 99
Figure 5.19 : Courbes des tensions et du courant vues au STS en mode DGM ... 100
Figure 5.20 : Signaux zoomés 101
Figure 5.21 : Signaux de tension et courant observés à la charge en SAM 102
Figure 5.22 : Signaux de tension et courant observés à la charge en DGM 103
Figure 5.23 : Signal FFT du courant en SAM 104
Figure 5.24 : Taux de distorsion harmonique du courant (THD_I) en SAM 105
Figure 5.25 : Signal FFT de tension en SAM 106
Figure 5.26 : Taux de distorsion harmonique du courant (THD_V) en SAM 106
Figure 5.27 : Signal FFT de courant en DGM 107
Figure 5.28 : Taux de distorsion harmonique du courant (THD_I) en DGM 108
Figure 5.29 : Signal FFT de tension en DGM 109
Figure 5.30 : Taux de distorsion harmonique du tension (THD_V) en DGM 109

Figure A.1 : Fichier Simulink des fonctions coûts 119

Figure B.1 : Paramètres PV 120

Figure C.1 : Control STS 121

Figure C.2 : Paramètres STS 121

Figure D.1 : Algorithme MPPT 123

Figure E.1 : Contrôle DGM/SAM(externe) 124

Figure E.2 : Contrôle DGM/SAM(interne) 125

Figure E.3 : Contrôleur en SAM 125

Figure E.4 : Paramètres gain 126

Figure E.5 : Contrôleur en DGM 126

Figure E.6 : Contrôleur en DGM (modèle mathématique) 126

Liste des abréviations

BDC : Boost DC/DC Converter

COE : Cost of Energy

COP 28 : Conference des Parties 28

OM : Opération et maintenance

DC : Direct Current

DG : Diesel Generator

HES / SEH : Hybrid Energy System

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers

LCC : Life Cycle Cost

MPPT : Maximum Power Point Tracking

NPC : Net Present Cost

PCC : Point of Common Coupling

PI : Proportional-Integral

PLL : Phase Locked Loop

P&O : Perturb and Observe

PV : Photovoltaïque

PWM / SPWM : Pulse Width Modulation

SOC : State of Charge

VSC : Voltage Source Converter

Liste des symboles

CO_2 : Dioxyde de carbone

NO_2 : Dioxyde d'azote

CO : Monoxyde de carbone

SO_2 : Dioxyde de soufre

CH_4 : Méthane

$C_{12}H_{23}$: Gazoil (formule chimique)

Lead–acid : Batterie au plomb (Lead–acid battery), technologie de stockage électrochimique largement utilisée dans les systèmes photovoltaïques.

Li-ion : Batterie Lithium-ion

NaS : Batterie Sodium–soufre

$\dot{m}_{CO_2}$: Débit massique instantané de dioxyde de carbone (kg/s).

$C_{CO_2/h}$: Émission horaire de dioxyde de carbone (kg/h).

$C_{CO_2/annuel}$: Émission annuelle de dioxyde de carbone (kg/an).

$C_{CO_2/projet}$: Quantité totale de dioxyde de carbone émise sur la durée de vie du projet (tonnes).

t : Temps annuel d'exploitation du système (heures).

t_g : Temps journalier de fonctionnement du groupe électrogène (heures/jour).

N : Durée de vie du projet (années).

Ni-Cd : Batterie Nickel–cadmium

P_{eff} : Puissance effective

P_t : Puissance totale

τ_g : Temps de fonctionnement du groupe électrogène

η_g : Rendement global du moteur diesel (rapport entre la puissance mécanique utile et la puissance calorifique fournie par le carburant).

C_{PV} : Coût total du système photovoltaïque

C_{inv} : Coût initial d'investissement du système PV

$\dot{m}_c$: Débit massique du carburant (gasoil) consommé (kg/s).

P_{CC} : Puissance calorifique du carburant (kW).

P_{gasoil} : Pouvoir calorifique massique du gasoil (kJ/kg).

$\dot{m}_v$: Débit volumique du gasoil (L/s).

ρ_{gasoil} : Densité du gasoil (kg/L)

$C_{horaire}$: Consommation horaire du gasoil

τ_g : Temps journalier de fonctionnement du groupe électrogène (heures/jour)

C_{fonc} : Coût annuel de fonctionnement

c_{diesel} : Prix unitaire du gasoil

C_{OM} : Coût d'opération et de maintenance du système PV

$C_{R,O}$: Coût de remplacement de l'onduleur

C_{inst} : Coût d'installation du système PV

$C_{batt}(x)$: Coût initial d'investissement des batteries à l'année x

$C_{R,batt}(x)$: Coût de remplacement des batteries à l'année x

Chapitre 1 - Introduction

1.1 Contexte général

Dans les régions rurales ou zones éloignés, les coûts élevés liés à l'expansion du réseau électrique poussent les institutions à explorer d'autres options. Parmi celles-ci, l'utilisation de groupes électrogènes diesel qui est souvent considérée comme une alternative fiable. Cependant, cela entraîne des inconvénients environnementaux et pratiques pour les utilisateurs. Ces systèmes ont des coûts élevés de fonctionnement et présentent des inconvénients tels que : la dépendance aux combustibles fossiles, le problème d'approvisionnement en carburant, la maintenance coûteuse, les nuisances sonores et les émissions de gaz à effet de serre. Les récentes discussions lors de la COP28 à Dubaï tendaient vers une accélération de la transition énergétique en s'engageant vers une utilisation à grande envergure des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique [2]. Avec l'approbation des signataires qui s'engagent à travailler ensemble pour tripler la capacité mondiale installée de production d'énergie renouvelable pour la porter à au moins 11000 GW d'ici 2030 et à collectivement doubler le taux annuel moyen mondial d'amélioration de l'efficacité énergétique, passant d'environ 2% à plus de 4% chaque année jusqu'en 2030 [2]. En 2023 les USA et le Canada se sont engagés à renouveler et à accélérer leurs efforts conjoints pour lutter contre la crise climatique et accroître les retombées économiques de leur collaboration [3]. Ils ont réaffirmé leur engagement respectif à mettre en place des secteurs de production d'électricité carboneutres d'ici 2035 [3]. Au Canada l'accès à l'électricité dans les territoires du Nord-Ouest reste un challenge pour les compagnies d'électricité. Les coûts de production d'électricité (soit 0,4196 CAD/kWh en 2022) [4] sont beaucoup plus élevés par rapport aux autres régions, tandis qu'au Québec le prix de vente est de 0,0847 CAD/kWh. La production énergétique en 2022 dans les T.N.O était estimée seulement à 54867 MWh, avec une

puissance totale installée de 208 MW dont 142 MW avec l'énergie thermique. Ces zones n'étant pas productrices de pétrole [4], l'approvisionnement en carburant est très cher à cause des conditions d'accès difficiles notamment en hiver. D'autre part les territoires du Nord-Ouest se sont engagés à réduire d'ici 2030, leurs émissions de gaz et effet de serre (GES) de 30% par rapport aux niveaux de 2005, ce qui se traduit par un objectif absolu de 1 094 kt de CO_2 en 2030 [5]. Face à cette problématique, l'hybridation des centrales thermiques dans ces zones avec des sources d'énergies renouvelables pourrait contribuer à réduire les coûts d'exploitation grâce à la réduction de la consommation de carburant, l'augmentation de l'efficacité du système, la réduction du bruit et des émissions [6], [7]. Selon la référence [8], pour un besoin de 445 kWh/j, l'option Photovoltaïque/Génératrice-diesel/Batterie/Onduleur offre la meilleure pénétration des ressources renouvelables (fraction renouvelable la plus élevée soit 53,25%. Le coût actualisé de l'énergie le plus bas était (0,286 $/kWh) et les émissions de dioxyde de carbone (CO_2) étaient les plus faibles pour le même besoin soit (67756 kg CO_2/an) [8]. Cependant, ces critères de performance indiqués valables seulement pour cette demande d'énergie. Pour un système hybride de type PV-diesel connecté au réseau la stabilité du réseau pourrait être une problématique qu'il faudrait considérer encore.

Cette étude vise à optimiser le dimensionnement du système afin de réduire le coût global, de limiter les émissions de CO_2 et d'assurer une intégration stable au réseau.

1.2 Objectifs

Ce projet vise à développer une stratégie d'optimisation des systèmes Photovoltaïque-diesel. Les parts fractionnelles optimales de pénétration du photovoltaïque avec stockage et du générateur diesel sont trouvées pour n'importe quelle centrale hybride

constituée du PV et de thermique, et la part d'émission de CO_2 évité sera estimée.

1.3 Méthodologie

Afin de mener cette étude nous procéderons de la manière ci-après définie :

- Faire une recherche bibliographique des systèmes photovoltaïque-diesel ;
- Rechercher le coût du kW de toutes les composantes et opérations d'une centrale hybride ;
- Proposer une fonction économique combinant tous les coûts de la centrale pendant sa durée de vie ;
- Fixer des contraintes de fonctionnement de la centrale ;
- Établir un programme sous MATLAB/Simulink de la fonction économique avec les différentes contraintes ;
- Définir des puissances nominaux et trouver les parts fractionnelles du PV avec stockage et du générateur diesel ;
- Évaluer l'influence du choix des puissances nominales normalisées des équipements sur les fractions optimales du système.

Chapitre 2 - Introduction à l'optimisation des systèmes hybrides PV-diesel

2.1 Définition d'un système hybride

Un Système d'Énergie Hybride (SEH) est un système qui associe au moins deux technologies complémentaires : une ou plusieurs sources d'énergie classiques, généralement des générateurs diesel, et au moins une source d'énergie renouvelable [9], [10]. Les énergies renouvelables comme le photovoltaïque ou l'éolienne ne fournissent pas une source continue. Avec un bon stockage on pourrait obtenir de l'énergie en continuité. Les SEH sont généralement autonomes par rapport aux grands réseaux interconnectés et sont souvent utilisés dans les régions isolées. Le but d'un SEH est d'assurer l'énergie demandée par la charge et si possible de produire le maximum d'énergie à partir des sources d'énergies renouvelables, tout en maintenant la qualité de l'énergie fournie. D'un point de vue technologique, la fiabilité n'est pas seulement une question de respect des normes pour l'alimentation en électricité, mais aussi de maintenance, compte tenu des conditions particulières des régions isolées. Il existe trois principaux types de systèmes hybrides possibles pour produire l'électricité:

- **Systèmes hybrides d'énergies renouvelables pures**

  Dans ce système, l'électricité est produite par une combinaison entre les énergies renouvelables (solaire, éolienne, hydroélectricité, géothermique...).

- **Systèmes hybrides mixtes**

  L'électricité est produite grâce à une complémentarité entre une source d'énergie renouvelable et une source d'énergie fossile.

- **Systèmes hybrides d'énergies fossiles pures**

  L'électricité est produite par une combinaison entre les énergies fossiles (gaz,

charbon, fuel. . .).

La figure 2.1 présente la configuration générale d'un système hybride de production d'électricité [11].

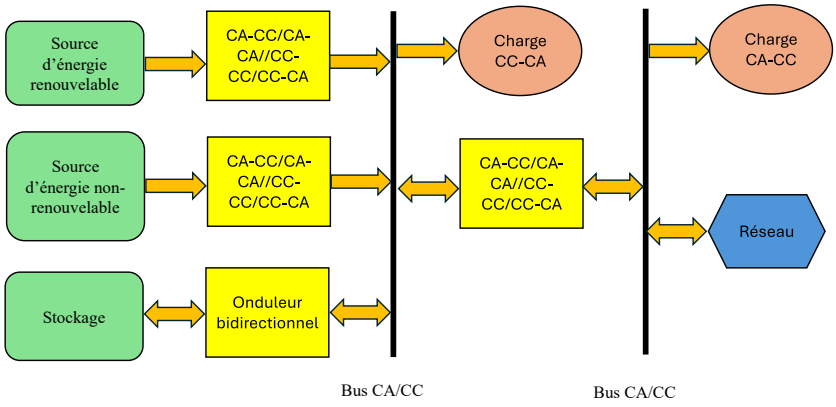


Figure 2.1 : Configuration d'un système hybride.

Les sources d'énergie renouvelables et non renouvelables sont connectées au système à travers des convertisseurs de puissance comprennent des redresseurs (CA/CC), des onduleurs (CC/CA) ou des hacheurs (CC/CC) permettant d'adapter les niveaux de tension et de courant. Un système de stockage, généralement constitué de batteries, est relié au bus via un onduleur bidirectionnel afin de stocker l'énergie excédentaire ou de fournir de l'énergie en cas de besoin. L'ensemble des sources est interconnecté par des bus CA ou CC qui assurent la distribution de l'énergie vers les différentes charges. Le système peut également être connecté au réseau électrique pour échanger les flux énergies selon les besoins du système. La suite de notre étude portera sur les systèmes hybride PV-diesel.

2.2 Problématique d'optimisation des systèmes hybrides PV-diesel

L'optimisation des systèmes hybrides reste un défi pour les acteurs de la transition énergétique. Plusieurs études ont été réalisées dans ce sens. L'optimisation économique constitue l'une des méthodes les plus fréquemment utilisées. Elle se base en général sur l'étude sur le cycle de vie « life-cycle cost » du projet. Selon [12] une forme de calcul économique qui permet une comparaison directe des coûts induits par les diverses solutions envisagées. Dans ce type de calcul, les coûts initiaux ne sont pas les seuls à être pris en compte, tous les coûts futurs sur la durée de vie de l'installation sont également envisagés, ceux-ci comprennent la maintenance et l'exploitation O&M, les dépenses en carburant, les remplacements de certains équipements du système. La période d'analyse sera la durée de vie du sous-système qui bénéficie de la plus longue durée de vie. Pour établir une comparaison valable, tous les coûts qui interviendront ultérieurement au jour de l'installation devront être ramenés à leur coût du jour de l'installation ou autrement dit "actualisés" ils sont généralement faits à travers des outils d'optimisation.

2.3 Outils de conception d'optimisation et de dimensionnement des systèmes hybrides

La conception des systèmes hybrides demande l'usage des outils logiciels pour assurer une optimisation technique et économique du système. Cependant de nombreux logiciels ont été développés à ce jour pour faciliter la conception optimisée des systèmes hybrides, [13]; tout dépend de la configuration du système à concevoir. On distingue plusieurs configurations de systèmes hybrides. Selon une étude [14] on dénombre environ 19 outils d'évaluation des systèmes hybrides tels que HOMER, Hybrid2, RETScreen, iHOGA, INSEL, TRNSYS, iGRHYSO, HYBRIDS, RAPSIM, SOMES, SOLSTOR, HySim, HybSim, IPSYS, HySys, Dymola/Modelica, ARES, SOLSIM, et Hybrid Designer

[13, 15, 16]

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables)

Logiciel développé par le NREL (National Renewable Energy Laboratory) aux USA [17]. Le logiciel est adapté pour la réalisation rapide des études de préfaisabilité technique et économique des systèmes hybrides en site isolé ou connecté au réseau. HOMER utilise en entrée les différentes options technologiques, les coûts des composants, la disponibilité des ressources, les données du fabricant, etc. pour simuler différentes configurations de système et génère en sortie des résultats comme une liste de configurations possibles triées par ordre croissant du coût de Cycle de vie (Life Cycle Cost). Le pas de temps est d'une heure et une simulation est faite pour un an, soit 8760 heures.

HYBRID2

HYBRID2 est un logiciel de simulation précise des systèmes hybrides. Il a été développé par le RERL (Renewable Energy Research Laboratory de l'Université de Massachusetts aux USA) avec le soutien du NREL [18]. HYBRID2 est un modèle informatique de séries chronologiques probabilistes et utilise des méthodes statistiques pour tenir compte des variations inter-pas de temps. Il permet de simuler et de prédire les performances détaillées à long terme de divers systèmes hybrides, HYBRID2 peut faire des simulations à pas de temps variant de 10 min à 1 heure.

HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithm)

HOGA est un logiciel d'optimisation des systèmes hybrides programmé en C++, développé à l'Université de Zaragoza en Espagne. HOGA est utilisé pour le dimensionnement optimal du système d'énergie hybride qui peut inclure un système photovoltaïque, une éolienne, une turbine hydroélectrique, des piles à combustible, des réservoirs H_2 et électrolyseurs, des batteries de stockage, un générateur diesel etc.

L'optimisation est réalisée à partir d'un algorithme multi ou mono-objectifs. Le pas de temps de simulation est de 1 h.

TRNSYS (Transient Energy System Simulation Program)

TRNSYS est un logiciel de simulation des systèmes énergétiques développé par l'Université de Wisconsin et l'Université du Colorado, aux USA. TRNSYS était initialement développé pour simuler les systèmes d'énergie thermique, mais au fil des années , il a intégré des modules pour la simulation des systèmes hybrides avec une grande précision [19].

RAPSIM (Remote Area Power Supply Simulation))

RAPSIM [20] est un logiciel développé par l'université de Murdoch en Australie. Ce logiciel est utilisé pour sélectionner un système hybride PV-éolien-diesel-batteries. Il permet d'évaluer le coût du cycle de vie des systèmes et de les comparer.

SOMES (Simulation and Optimization Model for Renewable Energy Systems)

SOMES est un logiciel développé à l'Université d'Utrecht (Pays-Bas). Il permet de simuler la performance des systèmes hybrides constitués de sources d'énergie renouvelable (photovoltaïque et éolienne), un générateur diesel, les batteries de stockage etc [21]. Bien que l'état de développement et d'utilisation de certains de ces outils demeure peu connu, notamment (notamment INSEL, HYBRIDS, SOLSTOR, HybSim, IPSYS, HySys, ARES et RAPSIM) [13], il convient de souligner l'intérêt croissant porté au développement d'outils de conception et d'optimisation des systèmes hybrides. L'algorithme de gestion de puissance développé repose sur les principes suivants :

1. Assurer en temps réel l'équilibre de puissance en stockant ou en injectant dans le réseau l'excédent d'énergie et en mobilisant le générateur diesel (DG) ou le réseau pour satisfaire les charges hautement prioritaires dans les situations critiques.

2. Préserver les performances de la batterie en évitant des conditions de fonctionnement susceptibles d'entraîner sa dégradation.
3. Optimiser la taille du système et privilégier l'alimentation des charges à partir de sources renouvelables, en réduisant au maximum l'utilisation du réseau ou du générateur diesel. À cette fin, un indice de priorité est attribué aux charges, permettant au réseau ou au DG d'intervenir uniquement pour les charges prioritaires en cas de besoin critique.
4. Planifier le démarrage du générateur diesel à des moments stratégiques afin de tirer parti des périodes de prix élevés pour vendre de l'énergie au réseau.

2.4 Revue de la littérature

Plusieurs travaux ont porté sur l'optimisation des systèmes hybrides PV–diesel dans différents contextes géographiques. Ainsi, [22] ont évalué la faisabilité de ces systèmes pour l'électrification des zones rurales et semi-urbaines au Nigeria. Cette étude est citée à titre d'exemple international illustrant les défis liés à l'approvisionnement énergétique des zones isolées, notamment la réduction de la consommation de carburant et des coûts d'exploitation, problématiques également rencontrées dans certaines communautés éloignées du Nord canadien. Le système hybride PV/génératrice-diesel/batterie étudié était économiquement plus viable qu'un générateur diesel seul dans le nord du Nigéria. Avec un coût actualisé de l'énergie entre 0,348 $/kWh et 0,378 $/kWh (selon le taux d'intérêt), il reste plus avantageux que le diesel seul, dont le coût varie entre 0,417 et 0,423 $/kWh. En plus de l'économie réalisée, le système hybride permet une réduction significative des émissions de gaz à effet de serre. L'étude a aussi analysé l'impact du taux d'intérêt et du coût du système PV, ainsi que la comparaison avec les tarifs de l'électricité connectée au réseau. Une autre étude [23] a été effectuée dans une

communauté rurale du nord de la Cisjordanie à l'aide du logiciel d'optimisation hybride de ressources énergétiques multiples (HOMER). Cette étude a montré l'analyse comparative de trois systèmes énergétiques : diesel seul, PV/batterie et hybride PV/diesel/batterie. Le système hybride est le plus économique avec un coût de l'énergie de 0,285 $/kWh, grâce à une part renouvelable élevée (88,6%). Le PV seul a un coût de l'énergie (COE) de 0,33 $/kWh, tandis que le diesel seul est le plus coûteux à 0,672$/kWh. L'adoption de ce système hybride permettrait aux clients de réduire leur facture d'électricité de 22% par rapport au diesel seul. Les investisseurs récupéreraient leur capital en 7,58 ans avec un bénéfice de 44 698 USD en fin de projet. De plus, le système hybride diminue les émissions annuelles de CO_2 de 8,262 tonnes, offrant une solution durable tant sur le plan économique qu'environnemental pour l'électrification rurale. Une étude a été réalisé sur l'analyse de l'impact de l'intégration du PV sur la performance d'un micro-réseau hybride PV-diesel en milieu arctique à Colville Lake, NT (Territoires du Nord-Ouest du Canada) [24]. La communauté étudiée présente une charge maximale de 161 kW, une charge minimale de 30 kW et une charge moyenne de 73 kW, pour une consommation annuelle de 640 MWh. Les auteurs ont évalué différents niveaux d'intégration du photovoltaïque dans un micro-réseau diesel. Dans la configuration de référence, la puissance photovoltaïque installée est limitée à environ 40 % de la charge de pointe afin de préserver la stabilité du réseau. Deux solutions ont ensuite été analysées pour accroître cette pénétration : l'utilisation d'un groupe électrogène diesel de plus faible puissance, permettant une augmentation de la contribution énergétique du PV, et la valorisation des surplus photovoltaïques pour le préchauffage de l'eau chaude sanitaire. Cette dernière solution s'est révélée particulièrement efficace, permettant au photovoltaïque de couvrir jusqu'à 23 % des besoins énergétiques annuels de la communauté. Une étude portant sur l'analyse complète d'un système énergétique hybride

(HES) pour répondre à la demande de charge d'une communauté rurale et vallonnée hors réseau au Bangladesh a été effectuée dans la référence [25]. Différentes configurations de systèmes hybrides (PV/PHS, Diesel/PHS et PV/Diesel/Batterie) ont été analysées et optimisées avec HOMER en fonction du coût de l'énergie, du coût net actualisé et des émissions de CO_2. L'évolutivité du système est également analysée en faisant varier la demande de charge et la taille du générateur afin d'évaluer sa capacité d'adaptation et sa performance économique. Les résultats indiquent que le coût de l'énergie d'un système hybride intégrant un stockage hydraulique par pompage (HES à pompe), avec un seul générateur diesel est plus élevé (0,27 $/kWh) que celui avec deux petits générateurs (0,24 $/kWh). Le coût de l'énergie pour le système PV/Diesel/PHS optimisé (0,27 $/kWh) s'avère significativement inférieur à ceux des options PV/PHS (0,43 $/kWh) et Diesel/PHS (0,41 $/kWh). Cette recherche identifie que le système PV/Diesel/PHS est plus rentable que le système hybride PV/Diesel/Batterie, avec un coût de l'énergie de 0,34 $/kWh. Les résultats montrent que l'approche d'optimisation par algorithme génétique (GA) permet d'obtenir une solution plus rentable et plus durable que celle obtenue à l'aide du logiciel HOMER. D'autres auteurs [26] ont travaillé sur l'intégration de systèmes solaires photovoltaïques avec des générateurs diesel pour l'électrification des zones rurales et éloignées dans le but d'élargir l'accès à l'électricité dans la région de l'Afrique subsaharienne. Cette technique appelé Flexy-Energy a été développée à l'École d'Ingenerie 2ie à Kamboisé au Burkina-Faso. Le prototype est composé d'un système PV de 2,85 kWc, d'un onduleur monophasé de 3,3 kW et d'un générateur diesel de 9,2 kW. Deux bancs de charge résistifs d'environ 4 kW chacun sont utilisés pour simuler les profils de charge. Les résultats expérimentaux indiquent que la production PV entraîne une élévation de la tension du réseau, particulièrement lorsque la génération PV est maximale et la demande minimale. Dans un système hybride PV/Diesel, il est crucial d'équilibrer la

puissance PV connectée à chaque phase du générateur. L'étude met aussi en évidence que des onduleurs bien conçus limitent efficacement les harmoniques de tension et la distorsion du courant, même en cas de forte pénétration PV.

Dans le contexte canadien, plusieurs travaux ont porté sur l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux isolés du Nord. À ce titre, l'entreprise CIMA+ a été mandatée par le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest (GTNO) pour effectuer une analyse de pénétration des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution électrique de Fort Liard, Fort Simpson, Tulita, Łutselk'e et Inuvik [27]. L'objectif de l'étude était de déterminer la pénétration maximale des énergies renouvelables pour ces cinq communautés. Cette analyse se composait de deux phases principales : la première évalue les impacts à l'état stable de l'augmentation de la pénétration des énergies renouvelables, notamment à travers l'étude des flux de charge et des harmoniques. La seconde phase vérifie les réponses dynamiques du réseau lors de la connexion et déconnexion des systèmes d'énergie renouvelable. L'analyse a révélé qu'une pénétration de 75 % d'énergies renouvelables n'est pas réalisable sans stockage d'énergie, la limite technique étant de 45 % pour garantir la stabilité du réseau et la qualité de l'énergie. Toutefois, ces résultats ne prennent pas en compte les aspects financiers.

2.5 Conclusion

À travers ces études, on peut constater que le système PV–diesel présente de bonnes performances tant sur le plan technique qu'économiques. Plusieurs auteurs ont ainsi travaillé sur l'optimisation de ce système en utilisant différentes méthodes. Beaucoup d'auteurs ont utilisé des logiciels d'optimisation comme HOMER, qui semblent offrir de bonnes performances. Quelques études se sont intéressées à l'impact de l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau, notamment dans les régions du Nord. Cependant,

rares sont celles qui ont analysé simultanément l'intégration technique et l'aspect économique afin de déterminer les proportions optimales de ces différentes sources. Cet aspect constitue le principal champ de notre recherche. La suite de notre étude sera focalisée sur les Territoires du Nord Canadien (N.T.O) principalement la ville de Colville Lake.

Chapitre 3 - Étude de faisabilité technico-économique et dimensionnement optimal d'un système hybride PV–diesel : cas de Colville Lake, Nord-Ouest du Canada

Dans ce chapitre, nous présentons tout d'abord une description générale de la zone d'étude afin de mieux comprendre ses caractéristiques géographiques, climatiques et énergétiques. La communauté de Colville Lake, située dans les Territoires du Nord-Ouest du Canada, a été retenue comme cas d'application en raison de son isolement énergétique et de sa forte dépendance aux groupes électrogènes diesel.

Par la suite, une analyse du potentiel solaire de cette localité est réalisée afin d'évaluer la faisabilité technique de l'intégration d'une centrale photovoltaïque au système de production existant. Cette étude permet d'apprécier la contribution potentielle de l'énergie solaire à la réduction de la consommation de carburant et des émissions de gaz à effet de serre.

Sur la base des caractéristiques de la charge et des ressources énergétiques disponibles, une méthodologie de dimensionnement est ensuite appliquée afin de déterminer la configuration optimale du système hybride PV–diesel. Le dimensionnement des principaux composants est effectué, notamment le générateur photovoltaïque, les convertisseurs électroniques de puissance, le système de stockage par batteries ainsi que les groupes électrogènes diesel.

Enfin, les performances technico-économiques de la configuration retenue sont analysées et les principales contraintes liées à l'intégration de systèmes photovoltaïques en milieu nordique sont discutées. Le chapitre se termine par une synthèse des résultats obtenus et des perspectives offertes par l'hybridation photovoltaïque des réseaux isolés du

Nord canadien.

3.1 Description de la zone d'étude

Les Territoires du Nord-Ouest Canadien sont des territoires fédéraux du Canada ils comprennent trois régions géographiques principales : l'archipel Arctique au nord, l'Arctique (les terres continentales) et la région de la vallée du Mackenzie. L'Arctique, parfois appelé Barren Lands (terres stériles), se trouve au Nord-Est de la limite forestière, et la région de la vallée du Mackenzie se trouve à l'Ouest. Considérée comme la 11ème région la plus peuplé du Canada avec une population de 41070 habitants (en 2021) et une superficie de 1346106 km^2 (dont 1183085 km^2 de terres et 163021 km^2 d'eaux) formant 13,5% de la superficie totale du Canada, sa capitale s'appelle Yellowknife le PNB de la zone est de $4,4 milliard (2015) [28].

- **Présentation de Colville Lake**

Colville Lake est une localité canadienne située au nord-ouest de Yellowknife, à une latitude de 67°02'N et une longitude de 126°07'W. Les langues parlées sont l'anglais et le North Slavey. Considérée comme l'une des communautés les plus traditionnelles des Territoires du Nord-Ouest, elle se trouve sur le territoire ancestral des Dénés North Slavey. Son développement communautaire n'a réellement débuté qu'en 1962 avec l'établissement de la mission catholique romaine. L'économie locale repose principalement sur la chasse, la pêche et le tourisme [29]. La population était estimée à 110 habitants selon le recensement de 2021 décrit dans le Canadian Encyclopedia [30]. Trois sociétés fournissent de l'électricité dans la région : la Société d'énergie des Territoires du Nord-Ouest (NTPC), Northland Utilities Enterprises Ltd (NUL) et Imperial Oil Ltd qui vend du gaz naturel à NTPC à des fins de distribution à Norman Wells, un champ de

pétrole dans les Territoires du Nord-Ouest. La figure 3.1 représente la carte des Territoires du Nord-Ouest du Canada.

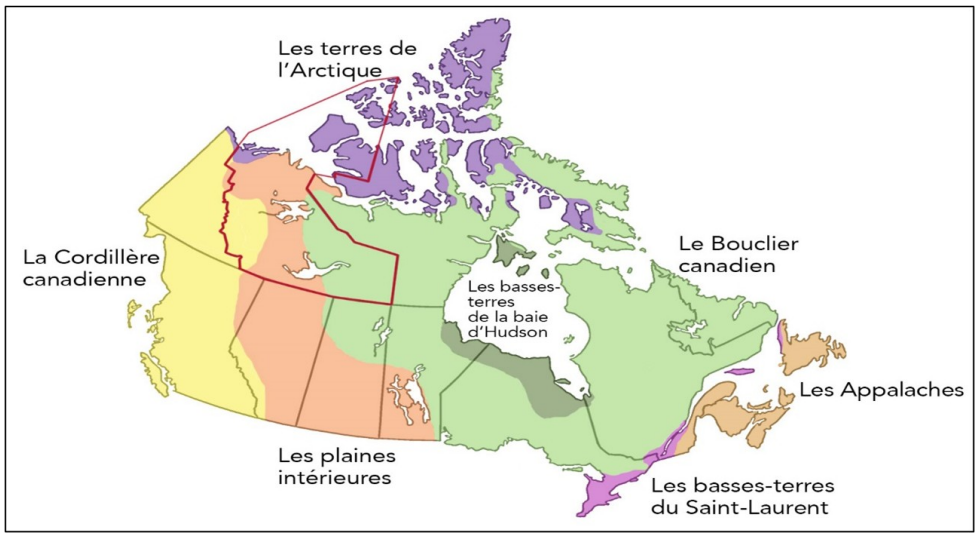


Figure 3.1 : Carte des Territoires du Nord-Ouest du Canada

3.2 Potentiel solaire de Colville Lake

La zone d'étude retenue est Colville Lake (latitude 67°10′N, longitude 126°00′W).

Les données climatiques utilisées ont été extraites du logiciel **RETScreen**. Ce logiciel permet l'identification, l'évaluation et l'optimisation complète de la viabilité technique et financière des projets d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique.

RETScreen exploite une base de données mondiale des conditions climatiques provenant de plus de 6 700 stations météorologiques au sol, complétée par des données satellitaires de la NASA. Il intègre également une base de données de références, une base de données de projets, une base de données hydrologiques ainsi qu'une base de données de produits. Les données ainsi recueillies sont présentées dans le tableau 3-1 ci-dessus.

Tableau 3-1 : Données climatiques de Colville Lake sur 30 ans

Mois	**Température (°C)**	**Humidité (%)**	**Rayonnement (kWh/m²/j)**	**Vent (m/s)**
Janvier	-27,4	73,1	0,04	2,2
Février	-25,4	73,7	0,50	2,4
Mars	-21,7	72,6	1,94	2,8
Avril	-10,1	71,7	3,99	3,1
Mai	0,9	71,8	5,62	3,5
Juin	10,7	66,8	6,51	3,9
Juillet	14,5	68,7	5,70	4,3
Août	11,3	77,9	3,94	4,4
Septembre	4,6	82,8	2,23	4,4
Octobre	-5,4	88,1	0,86	3,8
Novembre	-17,4	83,1	0,12	2,8
Décembre	-23,2	77,4	0,00	2,4
Moyenne	**-7,3**	**75,7**	**2,63**	**3,3**

Les données de rayonnement solaire, température de l'air et de la vitesse du vent sont des paramètres importants dans la réalisation d'un projet d'énergies solaire. Nous avons ainsi tracé les courbes caractéristiques de ces données sur la Figure suivante:

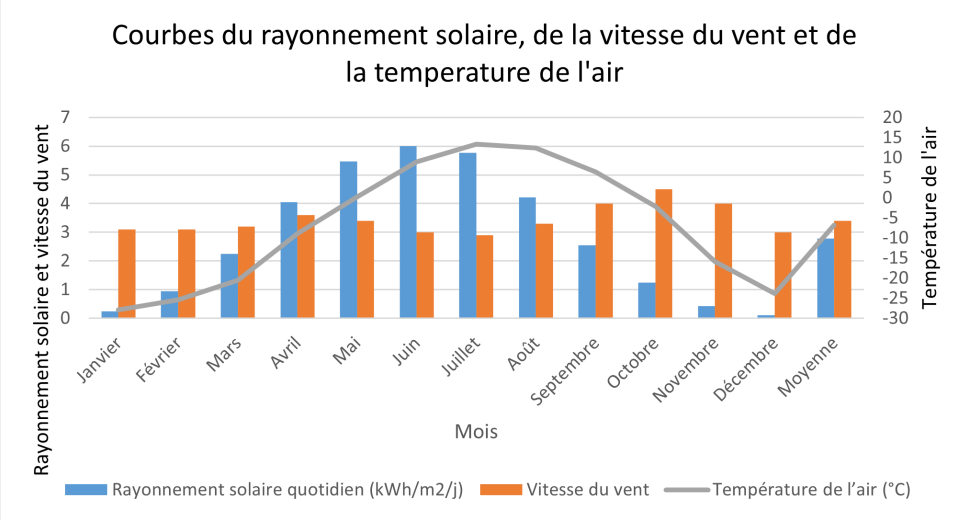


Figure 3.2 : **C**ourbe du rayonnement et de la vitesse du vent de Colville Lake

Nous pouvons observer des rayonnements solaires considérables obtenus aux mois de Mai, Juin et Juillet correspondant à l'été, ceci est dû à la longue durée des hivers dans la zone.

Les meilleurs potentiels solaires dans notre zone d'étude se situe en été avec un pic de 6,51 kWh/m^2/j obtenu en Juin et une moyenne de 2,63 kWh/m^2/j. La zone est plutôt ventilée avec un maximum de 3,6m/s obtenus pendant deux mois de l'année. La plus faible vitesse est obtenue en Août et Septembre soit 4,4 m/s. L'humidité relative moyenne observé dans la zone est de 75,7°C avec une température moyenne de l'air -7,3°C.

La zone d'étude dispose également d'un potentiel éolien. Ce potentiel désigne la quantité théorique d'énergie éolienne disponible sur un site donné. Il est principalement lié à l'intensité et à la régularité des vents, lesquels ne doivent être ni trop forts ($\geq$ 25 m/s), ni trop faibles ($\leq$ 2 m/s). La vitesse du vent est considérée à une hauteur de de 10 m au-dessus du sol, correspondant à la hauteur de référence standard des stations météorologiques utilisée dans le logiciel RETScreen. Par ailleurs, la variation de la température de

l'air constitue un paramètre déterminant dans tout projet d'énergie solaire. En effet, la température influence directement les performances des modules photovoltaïques ; ce paramètre est donc pris en compte lors du dimensionnement du système, conformément aux travaux rapportés dans la littérature [31, 32].

De manière générale, notre zone d'étude a un ensoleillement moyen durant 5 mois de l'année ce qui pourrait avoir un impact durant les autres mois de l'année notamment la longue période d'hiver. Étant donné que nous sommes avec un système hybride l'ajout d'un dispositif de stockage pourrait être parfait pour un tel projet. Ces aspects rendent la localité très favorable à une hybridation des centrales diesel avec le solaire photovoltaïque.

3.3 Les applications de l'énergie solaire

Considérée comme une énergie propre, économique et environnementale, l'énergie solaire suscite un intérêt particulier car elle peut favoriser la diversification et l'indépendance énergétique d'un pays. Elle fait partie intégrante des stratégies d'implantation d'énergies alternatives malgré les limites qu'elle peut présenter : son caractère aléatoire, son rendement et son intrusion dans les paysages naturels.

3.3.1 Les avantages de l'énergie solaire photovoltaïque

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages à savoir :

- Une fiabilité, elle ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriées aux régions isolées. D'où son utilisation sur les engins spatiaux.

- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïque permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnées pour des applications de puissance allant du milliwatt au Mégawatt.

- Le coût de fonctionnement est faible vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni personnel hautement spécialisé.

- Enfin la technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, elle demande souvent de l'espèce pour les installations de grandes dimensions.

3.3.2 Les inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque

Les inconvénients de l'énergie solaire sont entre autre :

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.

- Le rendement réel de conversion d'un module est faible (la limite théorique pour une cellule au silicium est de 28%).

- Les générateurs photovoltaïques ne sont pas compétitifs par rapport aux générateurs diesels que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.

- Enfin, lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur photovoltaïque est accru. La fiabilité et les performances du système restent cependant équivalentes pour autant que la batterie et les composants de régulations associés soient judicieusement choisis. Dans ce chapitre, nous allons dimensionner notre système de façon optimale, pour cela nous aborderons une méthodologie de dimensionnement afin d'effectuer ce travail. Le dimensionnement de chaque composant du système serait effectué à savoir celui du système photovoltaïque (panneaux PV, convertisseur régulateur et batteries) et groupe électrogène thermique.

3.4 Dimensionnement en fonction du coût du système

Étant donné que le coût du système total serait la somme des différents éléments constituants le système pendant son fonctionnement, nous estimerons ainsi tous les coûts des équipements rentrant dans la conception d'un système PV-diesel.

3.4.1 Panneaux solaire PV

- Les coûts d'investissement de l'énergie solaire PV

La détermination du coût du kWc des panneaux solaires reste variable selon les régions et les modèles de modules. Cependant beaucoup d'auteurs se sont intéressés à cette problématique qui reste très important avant l'implantation d'un système solaire. Les prospectives de l'AIE (2008) et les « roadmaps » des organismes officiels des différents pays nous ont permis de connaître l'évolution des coûts des panneaux solaires dans le monde. Elles considèrent que toutes les technologies vont progresser et qu'aucune ne va définitivement dominer les autres dans le futur, avec par exemple une répartition possible du marché par moitié entre le silicium cristallin et les couches minces en 2020. Elle considère que le coût du système basé sur les cellules en carbure de silicium (SiC), estimé à 4100 €/kWc (soit 6250 $/kWc) en 2006, devrait diminuer pour atteindre environ 3400 €/kWc (4400 $/kWc) en 2010, puis se situer dans une fourchette de 1500 à 1700 €/kWc (1900 à 2200 $/kWc) à l'horizon 2020, avant de converger progressivement vers un coût moyen d'environ 1000 €/kWc (1300 $/kWc) à l'horizon 2040–2050.

Selon [33], le coût d'investissement d'un système solaire photovoltaïque se situait entre 3000 et 5000 €/kW. Par ailleurs, le prix des panneaux photovoltaïques diminue en moyenne d'environ 4 % par an depuis près de quinze ans, principalement grâce aux effets d'échelle et à l'industrialisation des procédés de fabrication.

D'après [34] la première baisse substantielle des coûts des modules PV a eu lieu au milieu des années 1970, lorsque le PV est passé des applications spatiales aux applications terrestres, ce qui a permis de réduire la demande en matière de qualité et de fiabilité des appareils. Cette réduction des coûts a conduit à une baisse des prix des modules c-Si de 90$/Wc en 1968 à 15$/Wc en 1978. Par la suite, les coûts du c-Si ont continué à diminuer au fil du temps, et l'augmentation de l'efficacité des appareils et l'échelle de fabrication ont été jugées comme les principaux moteurs de réduction des coûts, représentant respectivement 30% et 40% de la réduction [34]. Cette étude, menée en mars 2012, indiquait respectivement un coût de $2,29$ \$/kWc pour les panneaux photovoltaïques aux États-Unis et de $2,17$ €/kWc en Europe. Par ailleurs, le prix de détail des modules photovoltaïques en silicium cristallin était estimé en 2012 à $1,10$ \$/Wc ($0,81$ €/Wc), tandis que celui des modules à couche mince s'établissait à $0,84$ \$/Wc ($0,62$ €/Wc) [34].

Selon le Central Electricity Regulatory Commission (CERC) dans son rapport 2015-16 [35] et [34] le plus faible coût du silicium cristallin détaillant est de 0,49 $/Wc et celui du module film fin est de 0,49 $/Wc. Selon une étude du Solar capital cost projections for Canada (CER,2020) [36]. Le rapport sur l'avenir énergétique du Canada publié a estimé les scénarios d'évolution à court et à long terme des projets éoliens et solaires au Canada. Ces chiffres prédisent clairement que les coûts d'investissement des projets solaires augmenteront considérablement par rapport aux chiffres actuels. Les coûts d'investissement devraient diminuer à un rythme d'environ 35% par décennie de 2020 à 2050. Dans ce projet le garanti des modules PV serait de 20 ans, après cela on procédera au recyclage des panneaux. Le coût de recyclage n'est pas pris en compte dans notre étude. A travers [36] nous observons que le prix des modules PV est évolutif, afin de connaître le coût sur notre année d'étude on tracera une courbe de tendance. Ces données sont présentées dans le Tableau 3-2 ci-dessous:

Tableau 3-2 : Coûts des équipements solaire PV

Année	Capital (US$/kW)	% Baisse
2020	1131	–
2030	765	32,4%
2040	491	35,8%
2050	313	36,3%

Les courbes représentant l'évolution des coûts d'investissement des systèmes photovoltaïques ainsi que leur tendance sont présentées à la figure 3.3.

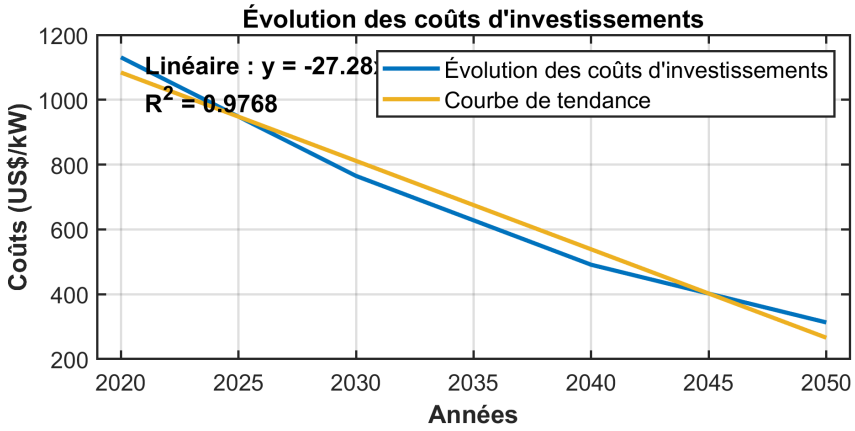


Figure 3.3 : **C**ourbes des coûts d'investissements PV

Nous observons une baisse du prix des modules photovoltaïques entre 2020 et 2050. Cette tendance est principalement attribuable aux avancées technologiques, aux économies d'échelle et à l'amélioration des procédés de fabrication. La diminution des coûts renforce ainsi la compétitivité et la faisabilité de l'intégration du photovoltaïque dans les systèmes énergétiques du Nord canadien. La courbe de tendance obtenue permet d'établir l'équation suivante :

$$Y_1(x) = -27{,}28x + 56190 \text{ USD} \tag{3.1}$$

En considérant 1USD=1,35CAD en 2024 notre coût serait égal à :

$$Y_1(x) = -36{,}83x + 75856{,}5 \text{ CAD} \tag{3.2}$$

L'équation précédente décrit la tendance linéaire des coûts des modules photovoltaïques observée entre 2020 et 2050. Sa validité est limitée à cette plage temporelle, les évolutions futures des coûts étant susceptibles de s'écarter du modèle linéaire. Par conséquent, cette relation ne doit pas être utilisée pour des extrapolations au-delà de l'horizon d'étude.

- Les coûts opération et de maintenance de l'énergie solaire PV

Le coût de d'opération est le coût de suivi pour la bonne marche des équipements. Tandis que celui de maintenance du système solaire correspond au nettoyage des panneaux photovoltaïques, à la maintenance de l'environnement (désherbage, etc.) et aux coûts de supervision des appareils électroniques. Les coûts fixes d'exploitation et de maintenance devraient être de l'ordre de 16 à 20 USD/kW [36], on estimera une valeur de 19 USD/kW dans notre étude soit 25,65 CAD/kW. Les facteurs de capacité ne devraient toutefois pas changer, bien que des améliorations technologiques soient attendues. Dans l'ensemble, étant donné que les coûts d'investissement devraient diminuer, c'est un signe positif pour que l'industrie progresse et installe davantage de projets solaires dans un avenir proche.

- Les coûts d'installation de l'énergie solaire PV

D'après [36] le coût des installations d'un grand système solaire avec des panneaux solaires fixes de l'ordre de 50MW coûteront 1001 $/kWc et un faible coût de 753 $/kWc. Selon les données de l'AIE de 2019 [37] sur la répartition des composants du système au Canada, le coût moyen d'installation d'un système solaire connecté au réseau sur le toit d'une capacité comprise entre 5 et 10 kW peut atteindre un maximum de 2400 CAD/kW. Nous ne disposons pas d'une valeur précise pour les grandes puissances. Dans

notre projet les systèmes solaires utilisés seront supérieurs à cette puissance, sachant que le coût d'installation diminue au fur et à mesure que la puissance du système augmente nous prendrons la faible valeur d'installation qui est de 1200 CAD comme le coût d'installation.

3.4.2 Convertisseurs

Les convertisseurs jouent un rôle important dans l'installation des systèmes solaires voir hybride ils permettent de fournir de l'énergie à la charge en courant alternatif. Cependant pendant que le prix des modules solaires baisse de façon continue celui des convertisseurs reste élevé. La durée de vie des convertisseurs est généralement limitée à moins de 15 ans [38], pour limiter les risques nous fixerons le remplacement des convertisseurs à (8) ans dans notre étude. Pour un système de 5kW à 10kW le coût maximal du convertisseur est de 0,60 CAD/kW [37], comme nous prendrons des puissances supérieures à la plage donnée et que le coût diminue proportionnellement à la puissance nous prendrons également la faible valeur de 0,30 CAD/kW.

3.4.3 Batteries

La batterie rechargeable est l'une des technologies de stockage de l'énergie électrique (EES) les plus utilisées dans l'industrie et la vie quotidienne. Un système BES se compose d'un certain nombre de cellules électrochimiques connectées en série ou en parallèle, qui produisent de l'électricité avec une tension souhaitée à partir d'une réaction électrochimique. Chaque cellule contient deux électrodes (une anode et une cathode) avec un électrolyte qui peut être à l'état solide, liquide ou filandreux/visqueux [39]. Une cellule peut convertir de manière bidirectionnelle l'énergie électrique et chimique. Pendant la décharge, les réactions électrochimiques se produisent simultanément aux anodes et aux cathodes. Au circuit externe, les électrons sont fournis par les anodes et sont collectés

aux cathodes. Pendant la charge, les réactions inverses se produisent et la batterie est rechargée en appliquant une tension externe aux deux électrodes. Les batteries peuvent être largement utilisées dans différentes applications, telles que la qualité de l'énergie, la gestion de l'énergie, l'alimentation électrique de secours et les systèmes de transport. La construction de systèmes BES prend un temps relativement court (environ 12 mois) [40,41]. Le lieu d'installation peut être assez flexible, soit logé à l'intérieur d'un bâtiment, soit à proximité des installations où cela est nécessaire. Actuellement, les temps de cycle relativement faibles et les coûts de maintenance élevés ont été considérés comme les principaux obstacles à la mise en œuvre d'installations à grande échelle. L'élimination ou le recyclage des batteries mises au rebut doit être envisagé si des matériaux chimiques toxiques sont utilisés [42]. Il existe différents types de batteries sur le marché les plus connus sont : les batteries plomb-acide (Lead–acid batteries), Lithium-ion (Li-ion) batteries, Sodium–sulfur (NaS) batteries, Nickel–cadmium (Ni-Cd) batteries. Notre choix de batterie se portera sur la batterie lithium-ion. Grâce à son temps de réponse très court (de l'ordre de la milliseconde), à sa forte densité énergétique (75 à 200 Wh/kg) et à sa densité de puissance élevée (150 à 2 000 W/kg), la batterie lithium-ion constitue une solution de stockage particulièrement adaptée aux systèmes où la rapidité de réponse, la compacité et la réduction du poids des équipements sont des critères déterminants. [41, 43–45]. Les batteries Li-ion ont également des rendements de cycle élevés, jusqu'à 97% [41, 44]. Les principaux inconvénients sont que la profondeur de décharge (DoD) du cycle peut affecter la durée de vie de la batterie Li-ion et que le bloc-batterie nécessite généralement un ordinateur embarqué pour gérer son fonctionnement, ce qui augmente son coût global [46]. Le coût du stockage par batterie lithium-ion a fortement diminué au cours de la dernière décennie, passant de 1 100 USD/kWh en 2010 à 156 USD/kWh en 2019, soit une baisse de 87% [47]. Cette tendance témoigne de la compétitivité croissante

des technologies de stockage électrochimique.

Tableau 3-3 : Coûts des batteries obtenus à travers la littérature

Année	Coûts d'investissement (USD/kWh)
2010	1100
2019	156
2023	100

Pour obtenir le coût des batteries à l'année d'étude et l'année de renouvellement on déterminera l'équation de coût de la batterie :

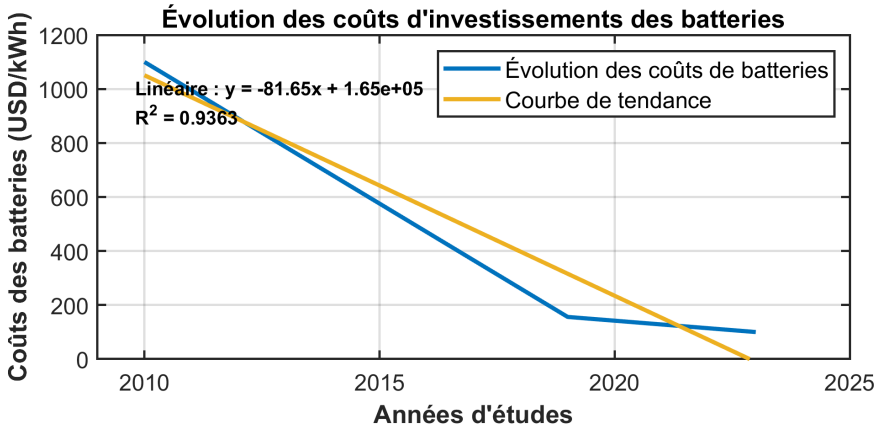


Figure 3.4 : **C**ourbes des coûts d'investissements PV

Nous remarquons que le coût des batteries lithium a connu une énorme baisse de son coût d'achat de 2010 à 2019, certainement due à la forte demande de cette technologie qui est la plus fiable. De 2019 à 2023 elle a légèrement baissé, la courbe de tendance nous montre les prochaines chutes dans les prochaines années. A travers la courbe de tendance nous avons ainsi obtenu l'équation du coût des batteries à travers l'équation suivante :

La fonction de coût du kWh des batteries suivant l'année x est ainsi déduite :

$$C_{\text{batt}}(x) = -81{,}654x + 165176 \text{ USD} \quad [\text{USD/kWh}] \tag{3.3}$$

$$C_{\text{batt}}(x) = -110{,}23x + 222987{,}6 \text{ CAD} \quad [\text{CAD/kWh}] \tag{3.4}$$

N.B: Il convient de noter que cette équation de tendance n'est valide que sur la période de données utilisée pour son établissement (2010–2024). Son extrapolation au-delà de cet intervalle peut conduire à des estimations non réalistes et doit donc être interprétée avec prudence.

Dans notre étude on prendra la valeur de 100 USD soit 134 CAD dans nos calculs. Le coût du kW de PV est égal à :

$$C_{\text{PV}}(x) = C_{\text{inv}} + C_{\text{OM}} + C_{\text{R,0}} + C_{\text{inst}} + C_{\text{batt}}(x) + C_{\text{R,batt}}(x) \tag{3.5}$$

Avec C_{OM}, le coût de maintenance, $C_{\text{R,0}}$, le coût de remplacement de l'onduleur tous les 8 ans, et $C_{\text{R,batt}}(x)$, le coût de remplacement des batteries prévu également tous les 8 ans à partir de l'année de référence d'étude (2024).

3.4.4 La taxe carbone

La taxe Carbone est un impôt environnemental direct, proportionnel aux quantités de dioxyde de carbone (CO_2) émises lors de la production d'énergies. Au canada chaque province possède sa politique de taxation de carbone. La taxe carbone appliquée dans les Territoires du Nord-Ouest a connu une augmentation graduelle, passant de 20 CAD/t de CO_2 au 1er septembre 2019 à 50 CAD/t de CO_2 au 1er juillet 2022, afin de respecter les exigences minimales de tarification du carbone imposées par le cadre réglementaire fédéral canadien [48]. La taxe sur le carbone est ajoutée au prix de détail au point d'achat, elle ne s'applique pas aux personnes suivantes :

• Les Indiens et les bandes indiennes, tels que définis dans la loi sur les indiens fédéraux, lorsqu'ils achètent ou prennent livraison de carburants dans les réserves des

(T.N.O) ;

• Le carburant acheté par les forces militaires étrangères en vertu de la loi sur les forces étrangères (Canada) ;

• L'utilisation de carburant pour l'aviation ;

• Et le carburant dans des contenants scellés et préemballés de dix litres ou moins.

À compter du 1er avril 2023 cette taxe a augmenté à la valeur de (65$/tonne) pour tous les carburants de type essence, diesel, propane, naphta, butane, gaz naturel commercialisable [48]. L'exploitation des groupes électrogènes cause une énorme émission de gaz à effet de serre. Dans notre étude il serait intéressant de calculer le coût de pollution.

Connaissant le débit de CO_2 l'émission horaire est donnée par la formule :

$$C_{\mathrm{CO_2/h}} = \dot{m}_{\mathrm{CO_2}} \times 3600 \tag{3.6}$$

Avec $C_{\mathrm{CO_2/h}}$ s'exprimant en kg/h.

$$t = \tau_g \times 24 \tag{3.7}$$

avec τ_g la part fractionnelle de la génératrice diesel.

La consommation annuelle est donnée par la formule :

$$C_{\mathrm{CO_2/annuel}} = \dot{m}_{\mathrm{CO_2}} \times 3600 \times t \times 365 \tag{3.8}$$

Avec $C_{\mathrm{CO_2/annuel}}$ s'exprimant en kg/an.

Le coût sur la durée de vie du projet est donné par la formule suivante:

$$C_{\mathrm{CO_2/projet}} = \frac{C_{\mathrm{CO_2/annuel}} \times N \times 100}{1000} \tag{3.9}$$

Avec $C_{CO_2/projet}$ s'exprimant en CAD.

Étant donné que le gouvernement des territoires du Grand Nord a appliqué une loi de remboursement pour les producteurs d'électricité [48]. Cette loi stipule un remboursement au point de vente versé aux services publics d'un montant équivalent à celui de la taxe sur le carbone applicable au carburant utilisé pour produire l'électricité distribuée à leurs clients. De ce fait le coût d'émission ne serait pas considéré dans notre étude.

Le débit de CO_2 correspondant est donné par la relation :

$$\dot{m}_{\mathrm{CO_2}} = \frac{12 \times M_{\mathrm{CO_2}} \times \dot{m}_{\mathrm{C}}}{M_{\mathrm{C_{12}H_{23}}}} \tag{3.10}$$

$$\dot{m}_{\mathrm{CO_2}} = \frac{12 \times 44 \times \dot{m}_{\mathrm{C}}}{M_{\mathrm{C_{12}H_{23}}}} \tag{3.11}$$

On a finalement:

$$\dot{m}_{\mathrm{CO_2}} = \frac{528 \times \dot{m}_{\mathrm{C}}}{M_{\mathrm{C_{12}H_{23}}}} \tag{3.12}$$

où :

- $\dot{m}_{CO_2}$: débit massique de dioxyde de carbone émis (kg/h) ;
- $\dot{m}_C$: débit massique de carbone contenu dans le carburant (kg/h) ;
- M_{CO_2} : masse molaire du dioxyde de carbone, égale à 44 g/mol ;
- $M_{C_{12}H_{23}}$: masse molaire du carburant assimilé au dodécane ($C_{12}H_{23}$), exprimée en g/mol ;
- 12 : nombre d'atomes de carbone contenus dans une molécule de $C_{12}H_{23}$;

À noter que la formule du gasoil (diesel) varie approximativement de $C_{10}H_{20}$ à $C_{15}H_{28}$. Nous prendrons la moyenne qui est la suivante : $C_{12}H_{23}$.

3.4.5 Les groupes électrogène

Un groupe électrogène est une machine permettant de transformer en électricité un combustible primaire comme le fioul, le gaz, le biodiesel, les huiles végétales, etc [49]. Il est constitué de deux composants principaux :

• Un moteur thermique transformant l'énergie primaire en énergie mécanique ;

• Un alternateur transformant l'énergie mécanique développée par le moteur thermique en énergie électrique.

• Les générateurs diesel sont responsables de plusieurs émissions d'effluents. Dans les gaz d'échappement d'un générateur diesel, les gaz les plus fréquents sont :

- Les oxydes d'azote (NOx) dont la teneur est exprimée en NO_2 ;

- Le monoxyde de carbone exprimé en CO ;

- Le dioxyde de soufre exprimé en SO_2 ;

- Les imbrûlés exprimés en CH_4 ;

- Les poussières.

*** Le coût d'opération et de maintenance "*OM*" du groupe thermique**

Tout système de groupe thermique nécessite un suivi rigoureux pour son opérationnalisation et une maintenance durant son cycle de vie. Selon [14] le coût de maintenance d'un groupe de 77 kW est 0,71 €/h (1,09 CAD/kW) celui d'un groupe de 67 kW coûte 0,64 €/h (0,98 CAD/kW) et de 21 kW à 0,32 €/h (0,49 CAD/kW). À partir de ces données, une courbe de tendance est tracée. L'équation du coût de maintenance est

finalement obtenue :

$$C_{\mathrm{OM}}(X) = 0{,}01393X + 0{,}03024 \text{ €} \tag{3.13}$$

Avec 1€=1,49CAD et X la puissance de la géneratrice diesel en kW.

$$C_{\mathrm{OM}}(X) = 0{,}021X + 0{,}045 \text{ CAD} \tag{3.14}$$

Le groupe thermique ayant une durée de vie plus longue, il ne sera pas renouvelé pendant notre projet.

$$C_{O_{M/j}} = C_{O_M}(X) \times t \tag{3.15}$$

Avec $t = \tau_g \times 24$ et $C_{O\&M/j}$ le coût de maintenance journalier.

Le coût de maintenance final serait égal à :

$$C_{O_{M/\mathrm{total}}} = C_{O_{M/j}}(X) \times 365 \times N \tag{3.16}$$

où N est le nombre d'années d'études.

*** Le coût de fonctionnement du groupe thermique**

Ce coût fait référence au coût de carburant utilisé pour la marche du système. Il serait objet de calcul comme suit :

$$P_{\mathrm{eff}} = \tau_g \times P_t \tag{3.17}$$

où :

- P_t : est la puissance totale de la centrale PV-diesel (kW) ;
- P_{eff} : puissance effective ou puissance électrique utile fournie par la génératrice

diesel (kW) ;

- η_g : rendement global de la génératrice diesel.

Ensuite, la puissance calorifique du carburant est calculée en faisant le rapport de la puissance effective par le rendement global du moteur, suivant l'expression suivante. Cette puissance est obtenue pendant la combustion du carburant dans la chambre de combustion.

$$P_{CC} = \frac{P_{eff}}{\eta_g} \tag{3.18}$$

Avec :

Pour un bon moteur, ce rendement est de l'ordre de 40 %. Cette valeur est couramment admise dans la littérature pour les moteurs diesel modernes fonctionnant à proximité de leur point de fonctionnement nominal. Cette hypothèse est cohérente avec les travaux de l'ICCT [50], qui rapportent un rendement de conversion énergétique de 39,1 % pour un moteur diesel de référence.

$$\Rightarrow \quad P_{CC} = \frac{\tau_g \times P_t}{0,4} \tag{3.19}$$

On déterminera le débit massique ainsi par la relation :

$$\dot{m}_c = \frac{P_{cc}}{P_{\text{gasoil}}} \tag{3.20}$$

Avec $\dot{m}_c$ en kg/s,

Sachant que le pouvoir calorifique du gasoil est de 44800 kJ/kg,

Le débit volumique du gasoil est :

$$\dot{m}_V = \frac{\dot{m}_c}{0,82} \tag{3.21}$$

Avec 0,82 kg/L la densité du gasoil et $\dot{m}_V$ le débit volumique en L/s.

La consommation en heure du gasoil est égale à :

$$C_{\text{horaire}} = \dot{m}_V \times 3600 \tag{3.22}$$

Avec C_{horaire} en L/h.

Le temps de fonctionnement étant :

$$t = \tau_g \times 24$$

Le coût annuel de fonctionnement du gasoil est :

$$C_{\text{fonc}} = C_{\text{horaire}} \times t \times 365 \times c_{\text{diesel}} \tag{3.23}$$

Avec : c_{diesel} en CAD, le coût d'un litre de gasoil.

$$C_{\text{fonc/total}} = C_{\text{horaire}} \times t \times 365 \times N \tag{3.24}$$

Le coût sur la durée de vie du projet serait égal à :

$$C_{\text{total/GE}} = C_{\text{inv}} + C_{OM}(x) + C_{\text{fonc/total}} \tag{3.25}$$

Le coût total des équipements serait égal :

$$C_{\text{total}} = C_{PV}(x) + C_{\text{total/GE}}$$

$$C_{\text{total}} = C_{\text{inv}} + C_{\text{OM}} + C_{\text{R,0}} + C_{\text{inst}} + C_{\text{batt}}(x) + C_{\text{R,batt}}(x) + C_{OM}(x) + C_{\text{fonc/total}} \quad (3.26)$$

- C_{total} : coût total du système hybride PV–diesel sur la durée de vie du projet (CAD) ;
- $C_{PV}(x)$: coût d'investissement du champ photovoltaïque pour l'année considérée x (CAD) ;
- $C_{\text{total/GE}}$: coût total associé au groupe électrogène diesel, incluant les coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance (CAD) ;
- C_{inv} : coût d'investissement de l'onduleur (CAD) ;
- C_{OM} : coût d'exploitation et de maintenance du système photovoltaïque (CAD) ;
- $C_{\text{R,0}}$: coût de remplacement de l'onduleur, supposé être effectué tous les huit ans (CAD) ;
- C_{inst} : coût d'installation et de mise en service du système photovoltaïque (CAD) ;
- $C_{\text{batt}}(x)$: coût d'investissement initial du système de stockage par batteries pour l'année considérée x (CAD) ;
- $C_{\text{R,batt}}(x)$: coût de remplacement des batteries au cours de la durée de vie du projet (CAD) ;
- $C_{\text{fonc/total}}$: coût total de fonctionnement du système, comprenant notamment les dépenses en carburant, les opérations courantes et les autres frais d'exploitation (CAD).

3.5 Conclusion

Dans ces chapitres, nous avons d'abord mis en évidence le potentiel du Grand Nord canadien pour l'intégration des systèmes hybrides PV–diesel, en prenant comme cas d'étude la communauté de Colville Lake dans les Territoires du Nord-Ouest. L'analyse des conditions climatiques, des ressources solaires disponibles et des contraintes liées à

l'approvisionnement énergétique a montré que cette région présente des caractéristiques favorables au déploiement de solutions hybrides permettant de réduire la dépendance aux groupes électrogènes diesel tout en améliorant la durabilité énergétique des communautés isolées.

Par ailleurs, une méthodologie de dimensionnement technico-économique a été développée afin d'évaluer les performances du système hybride envisagé. Les différents composants du système, notamment les panneaux photovoltaïques, les batteries, les convertisseurs et le groupe électrogène, ont été caractérisés et leurs coûts exprimés sur une base normalisée en CAD/kW. Cette approche a permis d'établir un cadre cohérent pour l'analyse économique et environnementale du projet.

L'ensemble des modèles et paramètres définis servira de base à la mise en œuvre d'une plateforme de simulation sous MATLAB Simulink. Cette modélisation permettra d'estimer le coût global du système, d'évaluer les réductions d'émissions de CO_2 associées à l'intégration de la production photovoltaïque et de déterminer la configuration optimale du système hybride. Le chapitre suivant sera ainsi consacré à la modélisation détaillée du système sous MATLAB Simulink ainsi qu'à l'analyse des résultats de simulation visant à identifier le compromis optimal entre performances techniques, viabilité économique et bénéfices environnementaux.

Chapitre 4 - Adoption de la stratégie d'optimisation

Dans ce chapitre, nous procéderons à l'optimisation des systèmes hybrides PV–diesel dans le contexte du grand nord canadien. Pour atteindre cet objectif, nous évaluerons le coût du système sur plusieurs cycles de durée du projet afin de déterminer le point optimal. Cette méthodologie sera ensuite validée sur MATLAB Simulink afin de vérifier les parts optimales du système hybride entre les deux sources d'énergie.

4.1 Hypothèses de calculs

Nous procédons aux calculs du coût des différents systèmes solaires en posant les hypothèses suivantes :

- Le rendement global du moteur, noté η_g, est égal à 40%.
- La formule brute du gasoil (diesel) est : $C_{12}H_{23}$.
- Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) du gasoil est de 44800 kJ/kg.
- La densité du gasoil est de 0.82 kg/l.
- Le prix du litre de gasoil est de 2.34 CAD à Colville Lake (NT), avec un taux de carbone s'élevant à 0.213 CAD [48].
- Le système est dimensionné de telle sorte que la fraction d'utilisation du groupe thermique soit inférieure à $\frac{1}{3}$.

$$\begin{cases} \tau_{\text{PV}} + \tau_g = 1 \\ \tau_g < 0{,}25 \end{cases} \tag{4.1}$$

4.2 Réalisation du schéma Simulink de calculs des coûts du système

Le schéma Simulink réalisé est présenté dans l'annexe A du document, nous utiliserons trois plages de puissances 500 kW ; 1 MW ; 10 MW. Ce schéma est constitué des différents

blocs suivants :

- Les coûts liés à l'investissement, la maintenance, le fonctionnement, au renouvellement des convertisseurs et des batteries du système photovoltaïque (PV);
- Les coûts liés à l'investissement, à la maintenance et au fonctionnement du groupe électrogène ;
- La quantité de CO_2 émise.

4.2.1 Pour une puissance P = 500 kW

Le tableau suivant présente l'évolution du coût global du système hybride PV–diesel ainsi que des émissions de CO_2 évitées pour une puissance totale installée de 500 kW. Les résultats sont présentés pour différents couples de répartition de la production d'énergie entre les sources photovoltaïque et diesel.

Tableau 4-1 : Synthèse des coûts du système PV–diesel et des émissions de CO_2 évitées pour une puissance de 500 kW

Couple (τ_g, τ_{PV})	**Année**	**Coût PV–diesel (CAD)**	**CO_2 évité (t)**
(0,05 ; 0,95)	2024	1 088 011,32	0,09
	2029	1 157 304,58	0,45
	2034	1 263 063,66	0,90
	2039	1 349 680,23	1,36
	2044	1 394 520,56	1,81
(0,10 ; 0,90)	2024	1 055 310,88	0,36
	2029	1 142 210,42	1,83
	2034	1 268 969,84	3,66
	2039	1 377 594,26	5,49
	2044	1 504 353,68	7,33
(0,15 ; 0,85)	2024	1 022 900,82	0,82
	2029	1 128 568,11	4,11
	2034	1 277 779,72	8,22
	2039	1 409 863,84	12,34
	2044	1 559 075,45	16,45
(0,20 ; 0,80)	2024	990 792,94	1,47
	2029	1 116 436,68	7,33
	2034	1 289 611,36	14,67
	2039	1 446 666,04	22,00
	2044	1 619 840,72	29,33
(0,25 ; 0,75)	2024	958 970,69	2,28
	2029	1 105 733,49	11,44
	2034	1 304 299,48	22,88
	2039	1 487 752,97	34,32
	2044	1 686 318,96	45,76
(0,30 ; 0,70)	2024	927 455,36	3,30
	2029	1 096 564,78	16,50
	2034	1 322 056,56	33,00
	2039	1 533 443,34	49,49
	2044	1 758 935,12	65,99
(0,33 ; 0,67)	2024	908 676,46	3,98
	2029	1 091 715,11	19,94
	2034	1 334 013,93	39,88
	2039	1 562 812,25	59,82
	2044	1 805 111,07	79,76

Les différents coûts du GE et PV pour la puissance de 500 kW calculés ci-dessus sont présentés à la figure 4.1 :

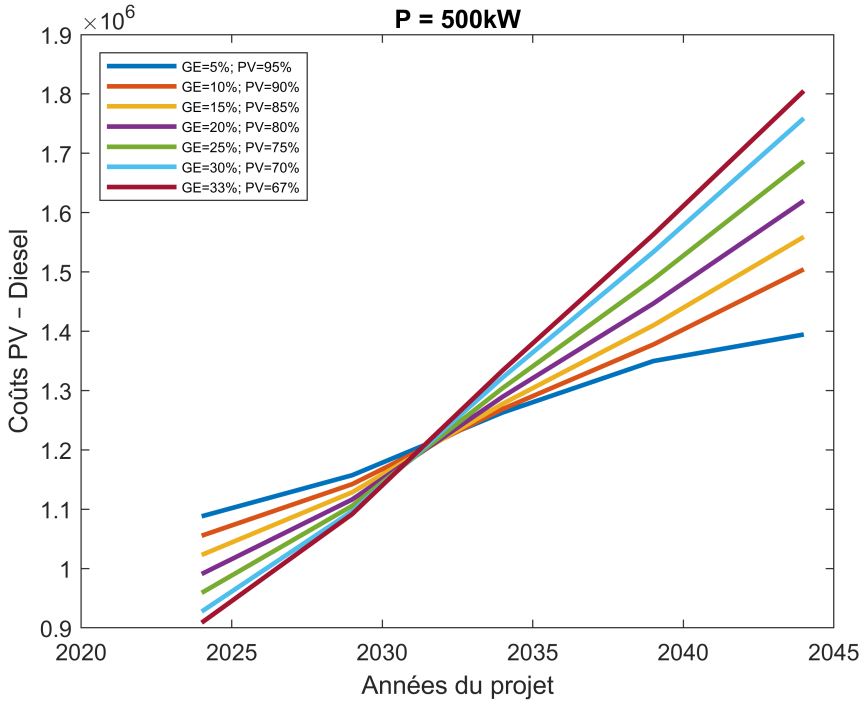


Figure 4.1 : Coûts pour une puissance de 500 kW

4.2.2 Pour une puissance P = 1 MW

Le tableau suivant présente l'évolution du coût global du système hybride PV–diesel ainsi que des émissions de CO_2 évitées pour une puissance totale installée de 1 MW. Les résultats sont présentés pour différents couples de répartition de la production d'énergie entre les sources photovoltaïque et diesel.

Tableau 4-2 : Synthèse des coûts du système PV–diesel et des émissions de CO_2 évitées pour une puissance de 1 MW

Couple (τ_g, τ_{PV})	**Année**	**Coût PV–diesel (CAD)**	**CO_2 évité (t)**
(0,05 ; 0,95)	2024	2 175 630,79	0,18
	2029	2 312 649,96	0,92
	2034	2 522 208,92	1,83
	2039	2 693 482,88	2,75
	2044	2 903 041,84	3,66
(0,10 ; 0,90)	2024	2 110 227,57	0,73
	2029	2 282 449,84	3,66
	2034	2 533 997,68	7,33
	2039	2 749 275,52	11,00
	2044	3 000 823,36	14,67
(0,15 ; 0,85)	2024	2 045 414,53	1,65
	2029	2 255 200,64	8,24
	2034	2 551 688,28	16,50
	2039	2 813 920,92	24,75
	2044	3 110 408,56	33,00
(0,20 ; 0,80)	2024	1 981 191,67	2,93
	2029	2 230 902,36	14,67
	2034	2 575 280,72	29,33
	2039	2 887 419,08	44,00
	2044	3 231 797,44	58,67
(0,25 ; 0,75)	2024	1 917 555,00	4,58
	2029	2 209 550,00	22,91
	2034	2 604 770,00	45,83
	2039	2 969 770,00	68,74
	2044	3 364 990,00	91,66
(0,30 ; 0,70)	2024	1 854 516,51	6,59
	2029	2 191 158,56	33,00
	2034	2 640 171,12	65,99
	2039	3 060 973,68	98,99
	2044	3 509 986,24	132,00
(0,33 ; 0,67)	2024	1 816 974,31	7,98
	2029	2 315 537,14	39,93
	2034	2 664 241,68	79,85
	2039	3 119 945,21	119,80
	2044	3 602 649,75	159,70

Les différents coûts du GE et PV pour la puissance de 1 MW calculés ci-dessus sont présentés à la figure 4.2 :

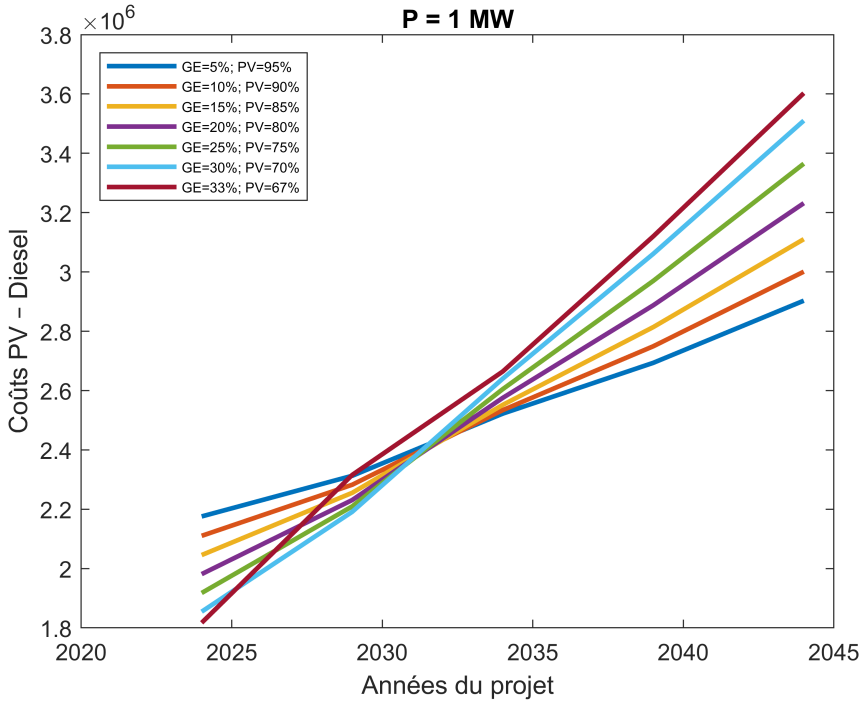


Figure 4.2 : **C**oûts pour une puissance de 1MW

4.2.3 Pour une puissance P = 10 MW

Tableau 4-3 : Synthèse des coûts du système PV–diesel et des émissions de CO_2 évitées pour une puissance de 10 MW

Couple (τ_g, τ_{PV})	**Année**	**Coût PV–diesel (CAD)**	**CO_2 évité (t)**
$(0,05\,;\,0,95)$	2024	21 752 760,12	1,83
	2029	23 108 760,60	9,16
	2034	25 186 611,20	18,33
	2039	26 881 611,80	27,50
	2044	28 959 462,40	36,66
$(0,10\,;\,0,90)$	2024	21 098 727,88	7,33
	2029	22 806 759,40	36,66
	2034	25 304 498,80	73,33
	2039	27 439 538,20	110,00
	2044	29 937 277,60	146,70
$(0,15\,;\,0,85)$	2024	20 450 597,48	16,50
	2029	22 534 267,40	82,49
	2034	25 481 404,81	165,00
	2039	28 085 992,21	247,50
	2044	31 033 129,61	330,00
$(0,20\,;\,0,80)$	2024	19 808 368,92	29,33
	2029	22 291 284,60	146,70
	2034	25 717 329,21	293,30
	2039	28 820 973,82	440,00
	2044	32 247 018,42	586,60
$(0,25\,;\,0,75)$	2024	19 172 042,20	45,83
	2029	22 077 811,00	229,10
	2034	26 012 272,02	458,30
	2039	29 644 483,02	687,40
	2044	33 578 944,04	916,60
$(0,30\,;\,0,70)$	2024	18 541 617,32	65,99
	2029	21 893 846,61	330,00
	2034	26 366 233,23	659,90
	2039	30 556 519,84	989,90
	2044	35 028 906,45	1 320,00
$(0,33\,;\,0,67)$	2024	18 166 195,28	79,85
	2029	21 797 632,39	399,30
	2034	26 606 938,79	798,50
	2039	31 146 235,18	1 198,00
	2044	35 955 541,57	1 597,00

Les différents coûts du GE et PV pour la puissance de 10 MW calculés ci-dessus sont présentés à la figure 4.3 :

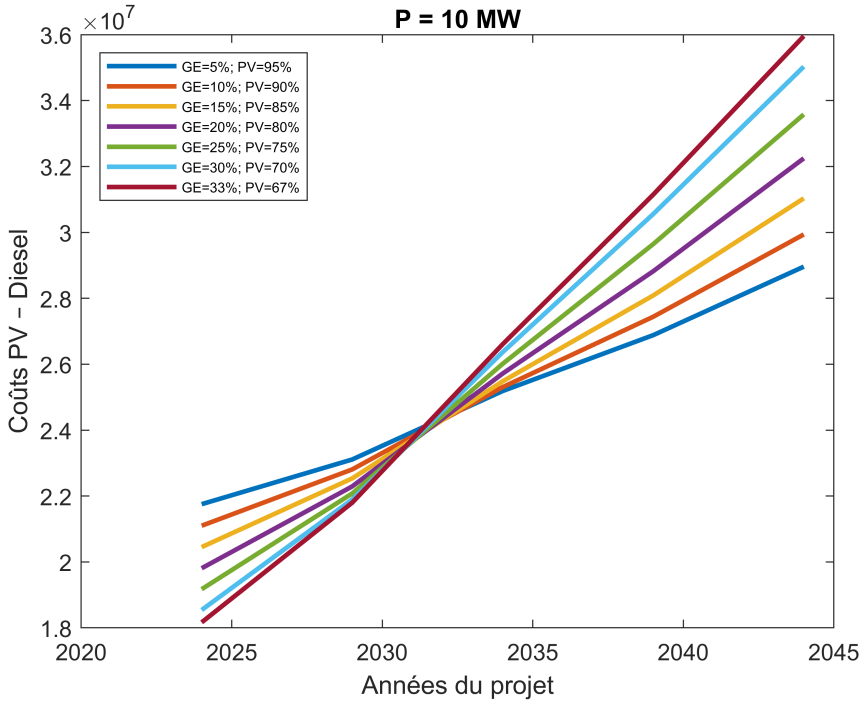


Figure 4.3 : **C**oûts pour une puissance de 10 MW

4.2.4 Conclusion

L'analyse des systèmes hybrides PV–diesel de différentes puissances (500 kW, 1 MW et 10 MW) montre que les coûts évoluent de manière similaire au fil des années. A l'année 2024 correspondant au début du projet, les écarts de coûts entre les différentes configurations restent relativement faibles. Cependant, à partir de l'année 2031, les courbes se rejoignent puis se séparent progressivement, mettant en évidence une divergence croissante des coûts selon la proportion de chaque source d'énergie.

On observe que les systèmes présentant une forte pénétration du générateur diesel

entraînent une augmentation plus rapide des coûts au fil du temps, principalement en raison des dépenses liées au carburant et à la maintenance. À l'inverse, les configurations avec une plus forte pénétration photovoltaïque présentent des coûts plus faibles sur le long terme.

Ainsi, bien que les systèmes à forte pénétration PV puissent nécessiter un investissement initial plus important, ils deviennent progressivement plus avantageux sur la durée du projet. Les résultats obtenus montrent également que l'augmentation de la part du photovoltaïque permet de réduire à la fois les coûts globaux du système et les émissions de CO_2 associées. Nous procéderons à une analyse des écarts de coûts pour identifier la configuration la plus optimale du système hybride.

4.3 Détermination des écarts des coûts

4.3.1 Puissance de 500 kW

Le tableau 4-4 ci-dessous présente la synthèse des écarts de coûts du système hybride PV–diesel de 500 kW pour différents couples (τ_g, τ_{PV}) et pour les périodes d'analyse considérées. Les écarts de coûts ont été calculés afin de quantifier l'influence des hypothèses d'évolution des coûts des technologies PV et diesel sur la rentabilité du système hybride. Ils permettent d'identifier les scénarios les plus favorables économiquement et d'évaluer la robustesse des résultats obtenus.

Tableau 4-4 : Synthèse des écarts de coûts du système PV–diesel pour une puissance de 500 kW (CAD)

Couple (τ_g, τ_{PV})	**2029–2024**	**2034–2029**	**2039–2034**	**2044–2039**
$(0,05\,;0,95)$	125 644	173 175	157 055	173 175
$(0,10\,;0,90)$	86 900	126 759	108 624	126 759
$(0,15\,;0,85)$	105 667	149 212	132 084	149 212
$(0,20\,;0,80)$	249 711	344 378	312 138	344 378
$(0,25\,;0,75)$	146 763	198 566	183 453	198 565
$(0,30\,;0,70)$	169 109	225 491	211 386	225 491
$(0,33\,;0,67)$	498 562	348 704	455 703	482 704

Les différents écarts de coûts du GE et PV pour la puissance de 500 kW sont présentés à la figure 4.4 :

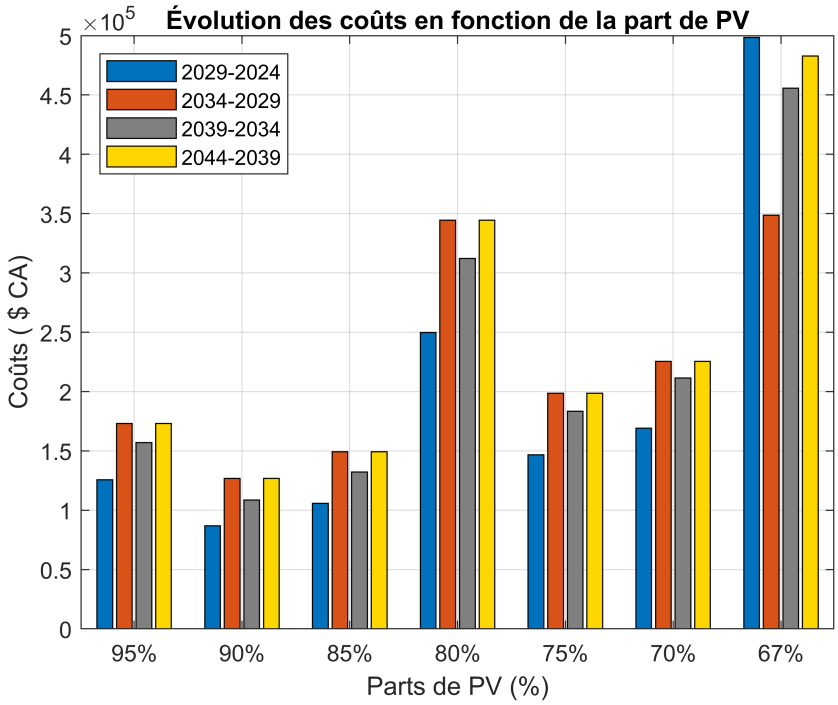


Figure 4.4 : Écarts des coûts du système PV-diesel de 500 kW

4.3.2 Puissance de 1 MW

*** Calculs avec le couple** $(\tau_g = 0{,}05;\ \tau_{PV} = 0{,}95)$

Les différents écarts de coûts du GE et PV pour la puissance de 1 MW calculés ci-dessus sont présentés à travers l'histogramme de la figure 4.5 :

Tableau 4-5 : Synthèse des écarts de coûts du système PV–diesel pour une puissance de 1 MW (CAD)

Couple (τ_g, τ_{PV})	**2029–2024**	**2034–2029**	**2039–2034**	**2044–2039**
$(0,05\,;0,95)$	137 019	209 559	171 274	209 559
$(0,10\,;0,90)$	172 222	251 547	215 277	251 547
$(0,15\,;0,85)$	209 786	296 487	262 232	296 487
$(0,20\,;0,80)$	249 710	344 378	312 138	344 378
$(0,25\,;0,75)$	291 996	395 220	364 995	395 220
$(0,30\,;0,70)$	336 642	449 012	420 802	449 012
$(0,33\,;0,67)$	498 562	348 704	455 703	482 704

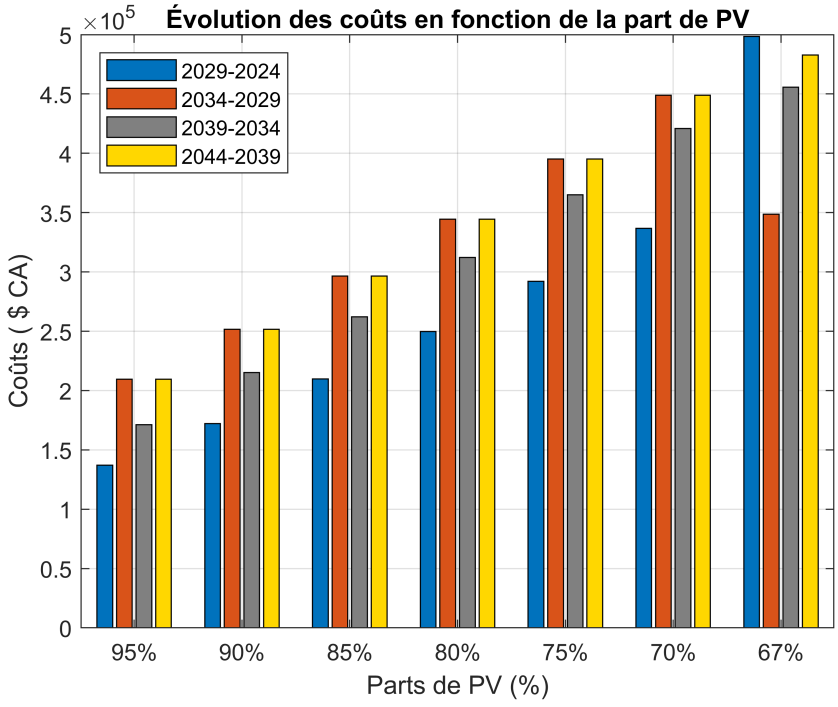


Figure 4.5 : Écarts des coûts du système PV-diesel de 1 MW

4.3.3 Puissance de 10 MW

Tableau 4-6 : Synthèse des écarts de coûts du système PV–diesel pour une puissance de 10 MW (CAD)

Couple (τ_g, τ_{PV})	**2029–2024**	**2034–2029**	**2039–2034**	**2044–2039**
(0,05 ; 0,95)	1 356 000	2 077 850	1 695 000	2 077 850
(0,10 ; 0,90)	1 708 031	2 497 739	2 135 039	2 497 739
(0,15 ; 0,85)	2 083 669	2 947 137	2 604 587	2 947 137
(0,20 ; 0,80)	2 482 915	3 426 044	3 103 644	3 426 044
(0,25 ; 0,75)	2 905 768	3 934 461	3 632 211	3 934 461
(0,30 ; 0,70)	3 352 229	4 472 386	4 190 286	4 472 386
(0,33 ; 0,67)	3 631 437	4 809 306	4 539 296	4 809 306

Les différents écarts de coûts du GE et PV pour la puissance de 10 MW calculés ci-dessus sont tracés à travers l'histogramme de la figure 4.6 :

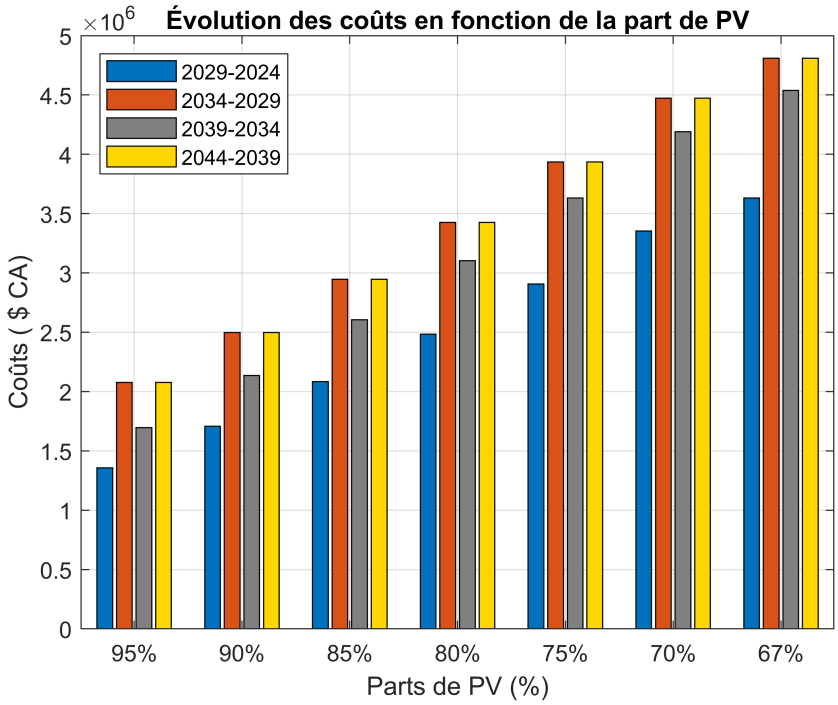


Figure 4.6 : Écarts des coûts du système PV-diesel de 10 MW

4.4 Conclusion

Les histogrammes des écarts de coûts montrent que pour une puissance de 500 kW ces écarts n'ont pas une tendance linéaire. Cette non-linéarité s'explique par plusieurs facteurs, notamment les coûts liés au groupe électrogène, tels que les frais de carburant et de maintenance, qui varient fortement. Pour des puissances de 1 MW et de 10 MW, les écarts observés présentent plutôt une tendance linéaire. Pour des pénétrations photovoltaïques de 95 % et 90 %, les écarts de coûts restent faibles en raison d'un faible recours au générateur diesel. En revanche, lorsque la part du PV diminue de 85 % à 67 %, les écarts augmentent progressivement. On peut ainsi considérer que, du point de vue économique, le niveau de 85 % de pénétration du PV correspond à un point d'inflexion. Le couple PV–diesel (85 % ; 15 %) peut donc être considéré comme le point économique optimal.

Chapitre 5 - Validation par simulation MATLAB à Colville Lake (T.N.-O.)

Dans ce présent chapitre nous allons procéder à la modélisation et la simulation du système hybride PV-diesel dans le contexte du grand nord canadien. Un modèle de microgrid sera proposé en lui affectant une charge semblable à la ville de Colville Lake afin de valider par simulation la possibilité d'hybridation d'un générateur diesel en respectant le contexte climatique affectant la température et l'humidité qui pourrait affecter les composants du solaire.

5.1 Topologies du microgrid

Dans la littérature, de nombreuses configurations de micro-réseaux sont proposées, en fonction des sources d'énergie disponibles et des objectifs d'exploitation. Le groupe électrogène diesel constitue une composante essentielle des micro-réseaux hybrides, notamment dans les systèmes intégrant une production photovoltaïque intermittente. Son rôle principal est d'assurer la continuité de l'alimentation électrique lorsque la production renouvelable est insuffisante ou instable. Le schéma du micro-réseau retenu est celui proposé dans [1], et il est présenté ci-dessous.

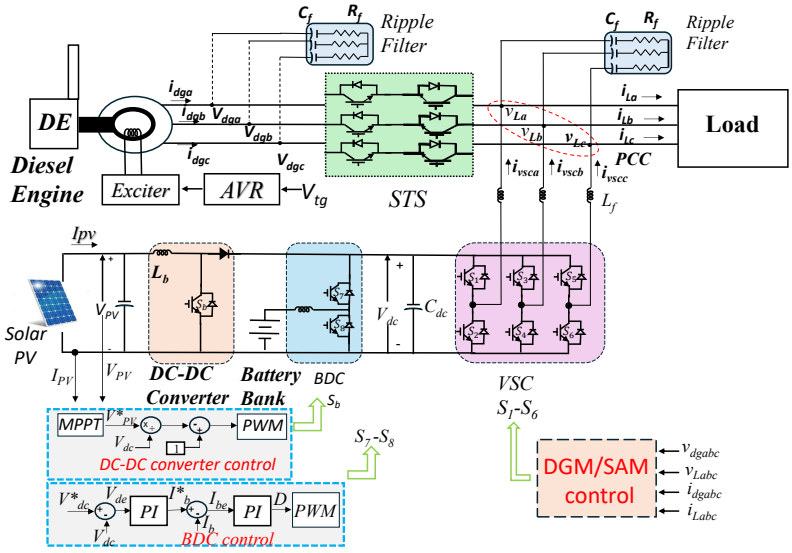


Figure 5.1 : Configuration du microgrid [1]

5.2 Modélisation des composants du microgrid

– Principe de fonctionnement

La figure 5.1 présente l'architecture d'un micro-réseau hybride PV–diesel avec stockage par batteries. L'énergie produite par les panneaux photovoltaïques est optimisée par un algorithme MPPT puis transférée vers le bus continu à travers un convertisseur DC-DC. Le banc de batteries assure le stockage de l'excédent d'énergie et fournit une alimentation de secours lorsque la production photovoltaïque est insuffisante. L'onduleur triphasé (VSC) convertit l'énergie continue en énergie alternative pour alimenter la charge. En cas de déficit énergétique, le groupe électrogène diesel prend le relais via le commutateur statique (STS) afin d'assurer la continuité de l'alimentation électrique.

– La machine synchrone

La machine synchrone utilisée en général est une machine synchrone à pôles saillants.

Elle est capable de fonctionner aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur. Dans le cadre de notre étude, elle est exploitée en mode générateur. Son rôle principal est d'assurer la conversion de la puissance mécanique fournie par le moteur diesel en puissance électrique. La machine synchrone est essentiellement composée de deux parties principales : le circuit inducteur, situé au niveau du rotor, et le circuit induit, localisé dans le stator. La machine synchrone est schématisée [51] de manière ci-dessous :

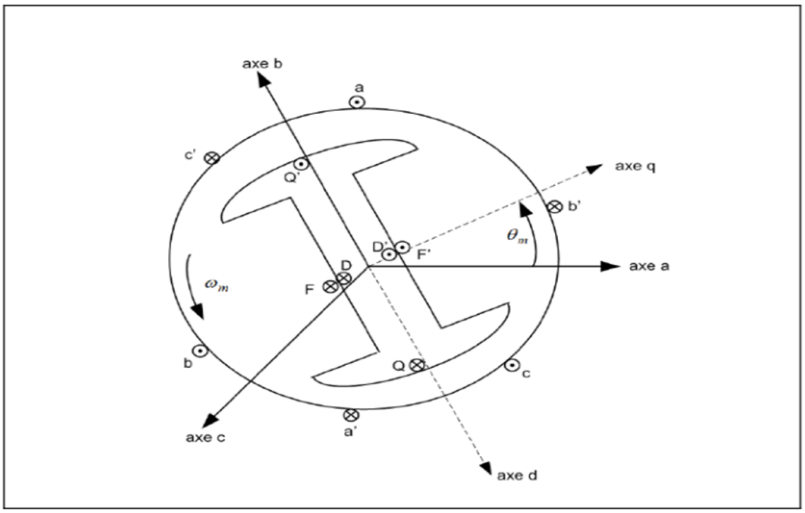


Figure 5.2 : Disposition des enroulements pour une machine triphasée comportant une seule paire de pôles

La machine étudiée comporte six enroulements distincts, répartis entre le stator et le rotor. Les enroulements statoriques sont constitués des trois phases triphasées $(a-a', b-b', c-c')$. Le rotor comprend l'enroulement d'excitation de l'inducteur $(F-F')$ ainsi que deux enroulements amortisseurs associés respectivement à l'axe direct et à l'axe en quadrature $(D-D', Q-Q')$. Par convention, les grandeurs électriques relatives au stator sont notées à l'aide de lettres minuscules (a,b,c), tandis que les grandeurs associées au rotor sont désignées par des lettres majuscules.

– Équations électriques

Les équations différentielles régissant le comportement électrique de la machine synchrone sont développées dans la section suivante. Dans un premier temps, les équations des tensions et des flux sont établies dans le référentiel fixe. Elles sont ensuite transformées à l'aide de la transformation de Park afin de faciliter l'analyse du fonctionnement de la machine. Par la suite, les équations de la machine synchrone sont exprimées dans un nouveau référentiel tournant solidaire du rotor.

La Figure 5.3 présente le schéma électrique équivalent de la machine synchrone illustrée à la Figure 5.2 [51]. Dans ce schéma, les inductances mutuelles ne sont pas représentées explicitement et les enroulements amortisseurs sont supposés en court-circuit, ce qui implique des tensions nulles sur ces enroulements ($V_D = V_Q = 0$).

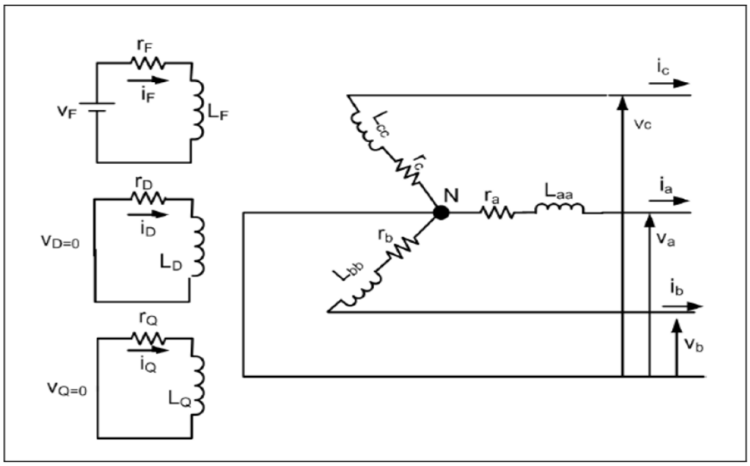


Figure 5.3 : Schéma électrique de la machine synchrone dans un référentiel fixe

Les équations de flux sont données par les équations suivantes:

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \\ \lambda_F \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{aF} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bF} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cF} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{Fa} & L_{Fb} & L_{Fc} & L_{FF} & L_{FD} & L_{FQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{DF} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{QF} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \tag{5.1}$$

l'équation (5.1) peut ainsi être écrite plus simplement à travers (5.2) :

$$\begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{aR} \\ L_{Ra} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{FDQ} \end{bmatrix} \tag{5.2}$$

où :

- L_{aa} est la matrice des inductances stator–stator ;
- L_{aR} et L_{Ra} désignent respectivement les matrices des inductances de couplage stator–rotor et rotor–stator ;
- L_{RR} est à la matrice des inductances rotor–rotor.

Les équations des tensions dans le référentiel fixe sont données par l'équation suivante:

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ -v_F \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_F \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_a}{dt} \\ \frac{d\lambda_b}{dt} \\ \frac{d\lambda_c}{dt} \\ \frac{d\lambda_F}{dt} \\ \frac{d\lambda_D}{dt} \\ \frac{d\lambda_Q}{dt} \end{bmatrix} \tag{5.3}$$

On peut aussi exprimer l'équation (5.3) sous une forme plus compacte :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{v}_{abc} \\ \mathbf{v}_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{abc} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{r}_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_{abc}}{dt} \\ \frac{d\lambda_{FDQ}}{dt} \end{bmatrix} \tag{5.4}$$

Le système d'équations défini par les équations (5.1) à (5.4) est non linéaire en raison de la dépendance des inductances à l'angle électrique du rotor. Afin de supprimer cette non-linéarité, les grandeurs statoriques sont transformées dans un repère orthogonal à l'aide de la transformation de Park (5.5) ci-dessous. Les grandeurs rotoriques ne sont pas transformées puisqu'elles sont déjà définies selon des axes perpendiculaires. En choisissant un repère tournant solidaire du rotor, on impose $\theta = \theta_r$ et $\omega = \omega_r$. La transformation de Park est donnée par l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin(\theta) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = \mathbf{P} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \tag{5.5}$$

- d, pour toutes les variables associées à l'axe direct ;
- q, pour toutes les variables associées à l'axe en quadrature ;
- o, pour toutes les variables associées à l'axe homopolaire.

Pour simplifier l'équation (5.4), on applique la transformation de Park à l'équation décrivant le stator :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{abc} \\ \lambda_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{L}_{aa} & \mathbf{L}_{aR} \\ \mathbf{L}_{Ra} & \mathbf{L}_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{abc} \\ \mathbf{i}_{FDQ} \end{bmatrix} \tag{5.6}$$

Dans cette équation, $\mathbf{I}$ est la matrice identité d'ordre 3×3, ce qui permet de ne pas modifier les équations du rotor. Après plusieurs manipulations algébriques et matricielles, on obtient l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} \lambda_q \\ \lambda_d \\ \lambda'_F \\ \lambda'_D \\ \lambda'_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_q & 0 & 0 & 0 & L_{mq} \\ 0 & -L_d & L_{md} & L_{md} & 0 \\ 0 & -L_{md} & L'_F & L_{md} & 0 \\ 0 & -L_{md} & L_{md} & L'_D & 0 \\ -L_{mq} & 0 & 0 & 0 & L'_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i'_F \\ i'_D \\ i'_Q \end{bmatrix} \tag{5.7}$$

La composante homopolaire λ_0 est nulle dans ce cas. On remarque également l'apparition du symbole $(')$ en exposant sur l'ensemble des grandeurs relatives au rotor. Ceci est dû au fait que toutes les grandeurs du rotor sont ramenées au stator.

On définit également un nouvel ensemble d'inductances, dans lequel l'inductance totale de chaque circuit est composée d'une inductance de fuite et d'une inductance mutuelle avec chacun des autres circuits appartenant au même axe (d ou q). Étant donné que les

axes d et q sont orthogonaux, il n'existe aucun couplage magnétique entre eux. De plus, on adopte l'hypothèse selon laquelle toutes les inductances mutuelles associées à un même axe sont égales.

Pour l'axe d, on définit l'inductance mutuelle L_{md} :

$$L_{Dd} = L_{df} = L_{Fd} = L_{DF} = L_{FD} = L_{md} \tag{5.8}$$

$$L_{Qq} = L_{qQ} = L_{mq} \tag{5.9}$$

$$L_d = L_{ls} + L_{md} \tag{5.10}$$

$$L_q = L_{ls} + L_{mq} \tag{5.11}$$

$$L'_F = L'_{lF} + L_{md} \tag{5.12}$$

$$L'_Q = L'_{lQ} + L_{mq} \tag{5.13}$$

$$L'_D = L'_{lD} + L_{md} \tag{5.14}$$

Maintenant, nous appliquons la transformation de Park à l'équation des tensions (5.4) :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{v}_{abc} \\ \mathbf{v}'_{FDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{r}_{abc} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{r}'_{FDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_{abc} \\ \mathbf{i}'_{FDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{P} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{d\boldsymbol{\lambda}_{abc}}{dt} \\ \frac{d\boldsymbol{\lambda}'_{FDQ}}{dt} \end{bmatrix} \tag{5.15}$$

$$\begin{bmatrix} v_q \\ v_d \\ v'_F \\ v'_D \\ v'_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r_s & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -r_s & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r'_F & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r'_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r'_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \\ i'_F \\ i'_D \\ i'_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{d\lambda_d}{dt} \\ \frac{d\lambda_q}{dt} \\ \frac{d\lambda'_F}{dt} \\ \frac{d\lambda'_D}{dt} \\ \frac{d\lambda'_Q}{dt} \end{bmatrix} + \omega_m \begin{bmatrix} \lambda_d \\ -\lambda_q \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{5.16}$$

où

$$r_a = r_b = r_c = r_s. \tag{5.17}$$

et

ω_m : vitesse angulaire mécanique du rotor.

L'équation (5.16) décrit le comportement électrique de la machine synchrone. La Figure 5.4 illustre le schéma électrique de la machine synchrone à pôles saillants dans le référentiel tournant solidaire du rotor.

Finalement, le couple électromagnétique est donné par la relation suivante [52] :

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \left(i_q \lambda_d - i_d \lambda_q \right) \tag{5.18}$$

– Équations mécaniques de la machine synchrone

La dynamique de la machine synchrone est décrite par l'équation (5.19) :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_{\text{mech}} - T_{\text{em}} - D\,\omega_m \tag{5.19}$$

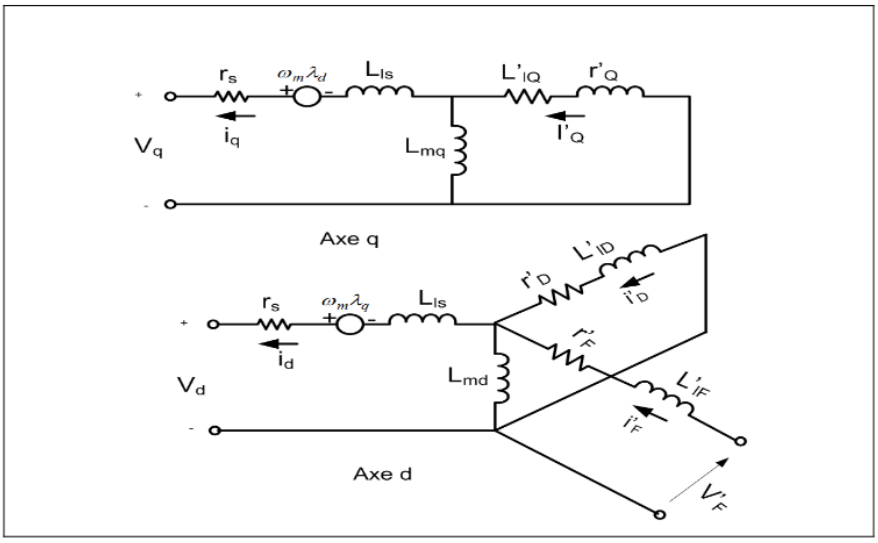


Figure 5.4 : Schéma électrique de la machine synchrone à pôle saillant dans le référentiel tournant.

Dans cette équation, ω_m est la vitesse angulaire du rotor, exprimée en rad/s. T_{mech} représente le couple mécanique appliqué à l'arbre de la machine et provenant du moteur diesel (MD), en N·m. T_{em} est le couple électromagnétique développé par la machine, également en N·m. J désigne le moment d'inertie combiné du rotor de la machine et du moteur diesel qui l'entraîne, exprimé en kg·m^2, et D est le coefficient de frottement visqueux, en N·m·s.

– Régulateur de tension

La machine synchrone a une tension qui nécessite d'être contrôlé, le modèle IEEE Collaboration 1992 [53] est proposé pour réaliser ce contrôle il est illustré sur la figure suivante:

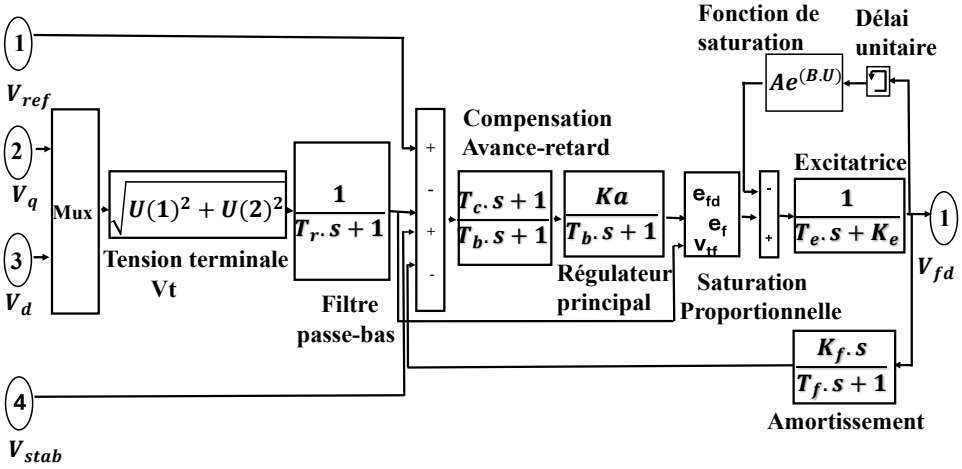


Figure 5.5 : Régulateur de tension type IEEE

Le régulateur de tension comprend quatre entrées : la tension de référence, les tensions V_d et V_q issues de la machine synchrone, ainsi qu'une tension de stabilisation utilisée dans les réseaux comportant plusieurs machines. La tension terminale est calculée à partir des composantes V_d et V_q, puis filtrée par un filtre passe-bas. Cette valeur est comparée à la tension de référence et, le cas échéant, à la tension de stabilisation. L'erreur obtenue est ensuite traitée par un compensateur avance–retard, puis par un régulateur proportionnel. La tension d'excitation est soumise à des limiteurs et à un filtre représentant la dynamique de l'excitatrice, tandis qu'une non-linéarité permet de modéliser la saturation de la génératrice.

5.2.1 Le générateur solaire photovoltaïque

– Modélisation du panneau photovoltaïque

L'unité fondamentale d'un système photovoltaïque est la cellule solaire. Il s'agit d'un dispositif semi-conducteur optoélectronique capable de convertir directement le

rayonnement solaire en énergie électrique. Afin d'augmenter la puissance produite, plusieurs cellules sont regroupées pour constituer un module photovoltaïque. L'association en série de cellules permet d'élever la tension tout en maintenant le même courant, tandis que le raccordement en parallèle accroît le courant sans modifier la tension. Un panneau solaire est ainsi obtenu par l'interconnexion, en série et/ou en parallèle, de plusieurs modules photovoltaïques.

• Équations de la cellule photovoltaïque:

Le circuit équivalent d'une cellule photovoltaïque est présenté sur la figure 5.6 [54], [55]. Il comprend une source de courant photoélectrique I, une diode, une résistance parallèle Rsh, représentant le courant de fuite, ainsi qu'une résistance série Rs, modélisant la résistance interne au passage du courant. À partir du schéma électrique de la figure 5.6, le courant d'une cellule photovoltaïque exposée à la lumière peut s'exprimer ainsi :

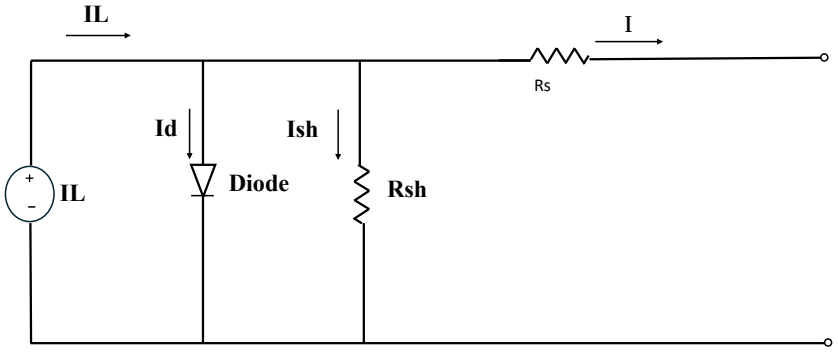


Figure 5.6 : Modèle du PV

L'équation générale d'une cellule photovoltaïque s'écrit :

$$I = I_L - I_d - \frac{V - IR_s}{R_{sh}} \tag{5.20}$$

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) \tag{5.21}$$

En remplaçant $I_d = I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right)$ dans l'équation (5.20), on obtient :

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V - IR_s}{R_{sh}} \tag{5.22}$$

où :

- I_{ph} est le courant généré par la cellule photovoltaïque, dépendant de l'irradiation solaire ;
- I_0 est le courant de saturation inverse de la diode (A)
- q est la charge de l'électron (1.6×10^{-19} C) ;
- V_{est} est la tension aux bornes de la cellule photovoltaïque (V) ;
- I est le courant de sortie de la cellule photovoltaïque (A) ;
- R_s est la résistance série, généralement faible (Ω) ;
- n est le facteur de qualité de la diode (sans unité) ;
- k est la constante de Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K) ;
- T est la température de jonction de la cellule (K) ;
- R_{sh} est la résistance de shunt, généralement élevée (Ω) .

– Stockage de batteries

L'accumulateur électrochimique est modélisé comme un générateur de tension idéal. Dans ce document, nous adoptons la méthode de comptage de coulombs, la plus couramment utilisée pour estimer l'état de charge (SOC) des batteries. Une estimation fiable du SOC requiert la connaissance (ou l'estimation) de l'état initial, des durées de charge et de décharge, ainsi que du courant traversant la batterie [56]. L'équation 5.23 donne alors l'expression du SOC pour une batterie idéale.

$$\mathrm{SOC}(t) = \mathrm{SOC}_0 + \int_{t_0}^{t} \frac{I_{\mathrm{bat}}(\tau)}{C_{\mathrm{bat}}}\,\mathrm{d}\tau \tag{5.23}$$

- SOC_0 : état de charge initial de la batterie ;
- t_a : temps (en secondes) de l'état initial ;
- C_{bat} : capacité de la batterie (Ah) ;
- I_{bat} : courant de la batterie (A), calculé comme suit :

–Maximum PowerPoint Tracking

La recherche du point de puissance maximale est très important dans les systèmes solaires car elle permet d'optimiser la production des modules solaires photovoltaiques. Divers algorithmes de suivi du point de puissance maximale (MPPT) ont été proposés, notamment la tension en circuit ouvert fractionnaire [57] [58], le courant de court-circuit fractionnaire [59], [60], la perturbation et l'observation (P&O) [61], [62], la conductance incrémentale (INC), [63], [64] simulation et les algorithmes basés sur l'intelligence artificielle [65] , [66].

La technique MPPT par escalade de gradient la plus couramment utilisée est l'algorithme

(P&O) [61], [62]. Cet algorithme perturbe le point de fonctionnement du générateur photovoltaïque en augmentant ou en diminuant légèrement un paramètre de contrôle et en mesurant la puissance de sortie du champ photovoltaïque avant et après la perturbation. Si la puissance augmente, l'algorithme continue de perturber le système dans la même direction ; sinon, il le perturbe dans la direction opposée.

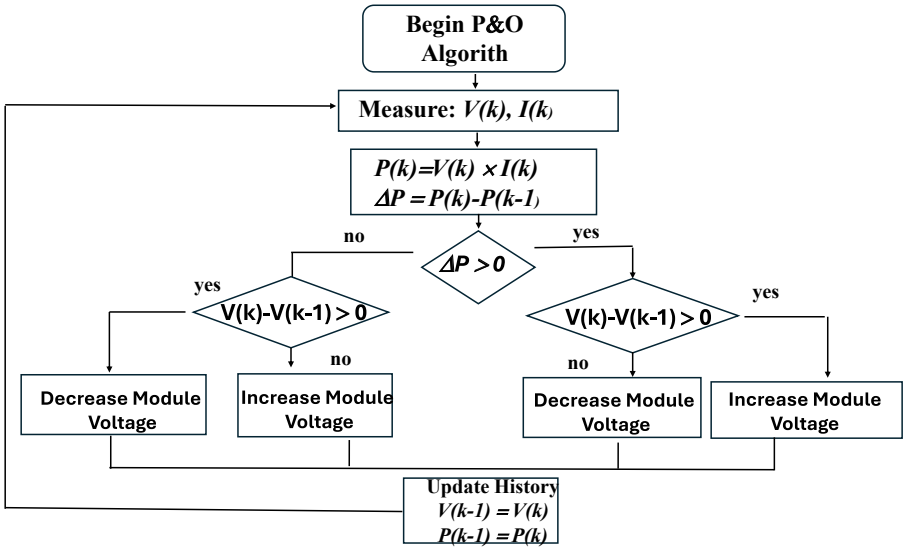


Figure 5.7 : **A**lgortihme MMPT Perturb and Observ

Le schéma de modélisation de l'algorithme MPPT Perturb and Observe (P&O) a été réalisé sous MATLAB/Simulink, il est présenté en annexe D1. Ce schéma illustre la structure de commande utilisée pour l'extraction de la puissance maximale du champ photovoltaïque dans le système étudié.

5.2.2 Dimensionnement du système

Notre simulation se fera à travers la puissance électrique demandée dans la ville de Colville Lake. Dans le système réel, les charges étudiées présentent trois niveaux de puissance : une charge maximale de 161 kW, une charge moyenne de 73 kW et une charge légère de 30 kW. Cependant, pour des raisons de stabilité numérique et afin de réduire significativement le temps de calcul lors des simulations MATLAB/Simulink, ces puissances ont été ramenées proportionnellement à des valeurs plus faibles : 30 kW, 13 kW et 1 kW, respectivement. L'énergie annuelle de la ville était de 640MWh soit une équivalence de 277,95 kWh/j journalière. Cette réduction d'échelle n'affecte pas la validité des résultats, car le modèle a été formulé en utilisant des grandeurs relatives (per-unit). Nous avons pris la valeur de charge de 10kW pour effectuer notre simulation. Ce choix de 10 kW dans la simulation ne vise pas à représenter directement toute la demande électrique de la ville de Colville Lake, dont la charge réelle est beaucoup plus élevée. Il s'agit plutôt d'un modèle réduit utilisé pour valider le fonctionnement dynamique du système hybride PV–diesel, notamment la commande du convertisseur, la régulation du bus DC, la commutation entre le mode photovoltaïque et le mode diesel, ainsi que la qualité des tensions et courants fournis à la charge. Les équations électriques, mécaniques et les stratégies de commande conservent la même dynamique indépendamment de l'échelle de puissance. Ainsi, un générateur, un convertisseur ou une charge fonctionnant à 10 kW en simulation reproduit fidèlement le comportement physique du système réel de 161 kW. Les résultats obtenus peuvent donc être extrapolés linéairement au cas réel, garantissant la représentativité des performances du système tout en optimisant l'efficacité des calculs numériques.

• Hypothèses de dimensionnement :

Les principales hypothèses retenues pour le dimensionnement du système PV–batterie sont les suivantes :

- Durée moyenne d'ensoleillement : $H = 6$ h/j ;
- Coefficient global de performance du champ PV : $\eta_{\text{PV}} = 80\ \%$;
- Taux de décharge maximal de la batterie (Depth of Discharge) : DOD $= 80\ \%$;
- Autonomie visée : 1 jour (parce que le générateur diesel fonctionne également);
- Nombre de jours critiques (faible ensoleillement) : 1 à 2 jours ;
- Énergie journalière moyenne demandée par la charge :

$$E_{\text{load}} = 277{,}95 \text{ kWh/j}.$$

En tenant compte d'un rendement global de la conversion d'énergie estimé à $\eta = 85\ \%$, l'énergie à fournir par le champ photovoltaïque devient :

$$E_{PV} = \frac{E_{load}}{\eta} = \frac{277{,}95}{0{,}85} = 327 \text{ kWh/j} \tag{5.24}$$

La puissance crête du champ photovoltaïque nécessaire pour couvrir cette énergie, avec une durée d'ensoleillement utile de $H = 5$ h/j, est donc :

$$P_{\text{PV}} = \frac{E_{\text{PV}}}{H} = \frac{327}{6} \approx 55{,}6 \text{ kWc}. \tag{5.25}$$

On suppose que la batterie doit couvrir 40 % de l'énergie journalière (cas de faible ensoleillement ou fonctionnement en autonomie). L'énergie à stocker dans la batterie est

alors :

$$E_{\text{batt}} = E_{\text{PV}} \times \frac{40}{100} = 277{,}95 \times 0{,}40 \approx 111{,}18 \text{ kWh}. \tag{5.26}$$

• Modèle du champ photovoltaïque

Le champ photovoltaïque étudié est constitué de modules *CS6U-345M* de la société Canadian Solar Inc. Les principaux paramètres électriques sont résumés dans le tableau 5-1.

Tableau 5-1 : Paramètres électriques d'un module PV CS6U-345M

Puissance maximale P_{mod}	$345,186$ W
Tension en circuit ouvert $V_{\text{oc,mod}}$	$46,4$ V
Courant de court-circuit $I_{\text{sc,mod}}$	$9,56$ A
Tension au MPP $V_{\text{mp,mod}}$	$38,1$ V
Courant au MPP $I_{\text{mp,mod}}$	$9,06$ A
Nombre de cellules par module N_{cell}	72

Le champ PV est constitué de $N_{\text{s}} = 12$ modules en série par chaîne et de $N_{\text{p}} = 12$ chaînes en parallèle. Les grandeurs électriques d'une chaîne et du champ complet s'écrivent :

$$V_{\text{oc,string}} = N_{\text{s}} V_{\text{oc,mod}} = 12 \times 46{,}4 = 556{,}8 \text{ V}, \tag{5.27}$$

$$V_{\text{mp,string}} = N_{\text{s}} V_{\text{mp,mod}} = 12 \times 38{,}1 = 457{,}2 \text{ V}, \tag{5.28}$$

$$I_{\text{sc,champ}} = N_{\text{p}} I_{\text{sc,mod}} = 12 \times 9{,}56 = 114{,}72 \text{ A}, \tag{5.29}$$

$$I_{\text{mp,champ}} = N_{\text{p}} I_{\text{mp,mod}} = 12 \times 9{,}06 = 108{,}72 \text{ A}. \tag{5.30}$$

La puissance crête totale du champ photovoltaïque est :

$$P_{\text{PV,tot}} = N_{\text{s}} N_{\text{p}} P_{\text{mod}} = 12 \times 12 \times 345{,}186 = 49706{,}784 \text{ W} \approx 49{,}7 \text{ kWc}. \tag{5.31}$$

• Dimensionnement des paramètres du boost converter

- Tension d'entrée (au MPP du champ PV) : $V_{in} = V_{\text{mp,string}} = 457,2$ V
- Tension du bus continu souhaitée : $V_{out} = 700$ V
- Fréquence de découpage : $f_{sw} = 25$ kHz
- Ondulation maximale du courant : 20%
- Ondulation maximale de la tension du bus DC : 2%
- Courant au MPP du module : $I_{\text{mp,mod}} = 9,06$ A
- Courant d'entrée (MPP du champ) : $I_{in} \approx I_{\text{mp,champ}} = N_p I_{\text{mp,mod}} = 108,72$ A

• Calcul du rapport cyclique

Pour un convertisseur Boost idéal, le rapport cyclique est donné par :

$$D = 1 - \frac{V_{in}}{V_{out}} \tag{5.32}$$

En considérant les conditions nominales du générateur photovoltaïque ($V_{in} = 457{,}2$ V) et une tension de bus continu fixée à $V_{out} = 700$ V, on obtient :

$$D = 1 - \frac{457{,}2}{700} = 0{,}3469 \approx 34{,}7\ \% \tag{5.33}$$

Cette valeur représente le rapport cyclique au point de fonctionnement nominal utilisé pour le dimensionnement initial du convertisseur. En pratique, le rapport cyclique n'est pas constant. Il est ajusté en temps réel par l'algorithme MPPT afin de maintenir le champ photovoltaïque au voisinage de son point de puissance maximale malgré les variations d'irradiance et de température.

Cette valeur représente le rapport cyclique au point de fonctionnement nominal utilisé pour le dimensionnement initial du convertisseur. En pratique, le rapport cyclique n'est pas constant. Il est ajusté en temps réel par l'algorithme MPPT afin de maintenir le champ photovoltaïque au voisinage de son point de puissance maximale malgré les variations d'irradiance et de température.

• Dimensionnement de l'inductance L

Afin de limiter l'ondulation du courant d'entrée à 20% :

$$\Delta I = 0,2\, I_{in} = 0,2 \times 108,72 = 21,744 \text{ A}. \tag{5.34}$$

L'inductance du Boost est donnée par :

$$L = \frac{V_{in}\, D}{f_{sw}\, \Delta I}. \tag{5.35}$$

Donc :

$$L = \frac{457,2 \times 0,3469}{25\,000 \times 21,744} = 2,917 \times 10^{-4} \text{ H} \approx 0,292 \text{ mH}. \tag{5.36}$$

• Dimensionnement de la capacité de sortie C_{out}

L'ondulation de tension est limitée à 2% :

$$\Delta V = 0,02 \times 700 = 14 \text{ V}. \tag{5.37}$$

En Boost idéal, le courant de sortie peut s'estimer par :

$$I_{out} \approx I_{in}(1-D) = 108,72 \times (1-0,3469) \approx 71,01 \text{ A}. \tag{5.38}$$

La capacité de sortie est :

$$C_{out} = \frac{I_{out}\, D}{f_{sw}\, \Delta V}. \tag{5.39}$$

Numériquement :

$$C_{out} = \frac{71,01 \times 0,3469}{25\,000 \times 14} = 7,04 \times 10^{-5} \text{ F} \approx 70,4 \ \mu\text{F}. \tag{5.40}$$

5.2.3 Reconstruction des tensions de phase à partir des tensions ligne–ligne

Dans les systèmes triphasés sans conducteur neutre, tels que les micro-réseaux à base d'onduleurs, les tensions disponibles à la mesure sont généralement les tensions ligne–ligne. Toutefois, les algorithmes de commande, notamment le calcul des puissances active et réactive ainsi que les transformations dans les repères *abc* et *dq*, nécessitent la connaissance des tensions de phase. Il est donc indispensable de reconstruire les tensions de phase à partir des tensions ligne–ligne mesurées.

Dans un système triphasé équilibré, la somme des tensions de phase est nulle, ce qui s'exprime par :

$$v_a + v_b + v_c = 0 \tag{5.41}$$

Les tensions ligne–ligne sont définies par les relations suivantes :

$$\begin{aligned} v_{ab} &= v_a - v_b \\ v_{bc} &= v_b - v_c \\ v_{ca} &= v_c - v_a \end{aligned} \tag{5.42}$$

Pour un système équilibré, les tensions de phase peuvent être reconstruites à partir des tensions ligne–ligne en utilisant la transformation matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{dga} \\ v_{dgb} \\ v_{dgc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & -2 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{dgab} \\ v_{dgbc} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{5.43}$$

où v_{dgab} et v_{dgbc} représentent les tensions ligne–ligne mesurées, tandis que v_{dga}, v_{dgb} et v_{dgc} correspondent aux tensions de phase reconstruites. La troisième composante du vecteur d'entrée est nulle en raison de la contrainte d'équilibre du système triphasé.

Le facteur $\frac{1}{3}$ résulte de l'inversion du système d'équations sous la contrainte exprimée par l'équation (5.41). Cette normalisation garantit la cohérence énergétique et la conservation correcte des amplitudes des tensions de phase.

Cette transformation est largement utilisée dans les systèmes de conversion d'énergie à base d'onduleurs triphasés, en particulier dans les micro-réseaux hybrides, afin de permettre le calcul précis des puissances active et réactive et l'implémentation des stratégies de commande dans les repères *abc* et *dq*.

Les tensions triphasées instantanées v_{dga}, v_{dgb} et v_{dgc} sont normalisées afin d'obtenir

des signaux unitaires u_{aa}, u_{ab} et u_{ac}. Cette normalisation est réalisée à l'aide de la grandeur V_{tg}, qui représente l'amplitude équivalente du système triphasé :

$$\begin{bmatrix} u_{aa} \\ u_{ab} \\ u_{ac} \end{bmatrix} = \frac{1}{V_{tg}} \begin{bmatrix} v_{dga} \\ v_{dgb} \\ v_{dgc} \end{bmatrix} \tag{5.44}$$

avec :

$$V_{tg} = \sqrt{\frac{2}{3}\left(v_{dga}^2 + v_{dgb}^2 + v_{dgc}^2\right)} \tag{5.45}$$

Cette normalisation rend les signaux indépendants des variations d'amplitude de la tension, facilitant ainsi la commande et la synchronisation du système.

L'algorithme adaptatif *Weighted Zero-Attracting Leaky Least Mean Square* (WZA-LLMS) [1] est principalement utilisé pour améliorer la qualité de l'énergie dans les micro-réseaux. Il permet notamment de compenser la puissance réactive, de réduire les harmoniques et de limiter le déséquilibre des courants dans un système triphasé [1]. Cet algorithme combine trois approches : le *Least Mean Square* (LMS), le *Leaky-LMS* (LLMS) et le *Zero-Attracting LMS* (ZA-LMS).

- Le LMS qui ajuste les coefficients du filtre en minimisant l'erreur quadratique moyenne entre la sortie réelle et la sortie estimée.

- Leaky-LMS introduit un facteur de fuite (leakage factor) pour mettre à jour les coefficients pour stabiliser l'algorithme pour des signaux d'entrée corrélés et de limiter leur croissance excessive.

- Le ZA-LMS favorise l'annulation des coefficients de faible amplitude en ajoutant un terme d'attraction vers zéro.

La valeur mise à jour du coefficient de pondération de la composante fondamentale active du courant de charge de la phase « a » à l'instant d'échantillonnage $(p+1)$ est donnée par l'équation (5.16):

$$I_{aa}(p+1) = (1-\tau\sigma)\, I_{aa}(p) + \tau\, e_{aa}(p)\, u_{aa}(p) - \delta \frac{\text{sgn}(I_{aa}(p))}{1+\varepsilon\,|I_{aa}(p)|} \tag{5.46}$$

où :

- $I_{aa}(p+1)$ est le coefficient adaptatif de la phase a à l'instant d'échantillonnage $(p+1)$;
- $I_{aa}(p)$ est le coefficient adaptatif de la phase a à l'instant d'échantillonnage p ;
- τ est le pas d'adaptation (*step size*) de l'algorithme ;
- σ est le facteur de fuite (*leakage factor*) permettant d'améliorer la stabilité de l'algorithme ;
- $e_{aa}(p)$ est le signal d'erreur de la phase a à l'instant d'échantillonnage p ;
- $u_{aa}(p)$ est le signal d'entrée de la phase a à l'instant d'échantillonnage p ;
- δ est le paramètre de pénalisation favorisant la parcimonie des coefficients ;
- $\text{sgn}(\cdot)$ désigne la fonction signe définie par :

$$\text{sgn}(x) = \begin{cases} 1, & x > 0, \\ 0, & x = 0, \\ -1, & x < 0, \end{cases}$$

- ε est une constante positive de régularisation introduite pour éviter toute division par zéro ;
- p représente l'indice d'échantillonnage.

L'erreur entre la sortie réelle et la sortie souhaitée de la phase a, notée e_{aa}, à l'instant d'échantillonnage p^{th} est donnée par :

$$e_{aa}(p) = i_{L_a}(p) - u_{aa}(p)\, I_{aa}(p) \tag{5.47}$$

Les erreurs instantanées associées aux phases « b » et « c » sont respectivement définies par :

$$e_{ab}(p) = i_{L_b}(p) - u_{ab}(p)\, I_{ab}(p) \tag{5.48}$$

$$e_{ac}(p) = i_{L_c}(p) - u_{ac}(p)\, I_{ac}(p) \tag{5.49}$$

De manière similaire, les valeurs mises à jour des coefficients de pondération de la composante fondamentale active des courants de charge des phases « b » et « c » à l'instant d'échantillonnage $(p+1)$ sont données par :

$$I_{ab}(p+1) = (1-\tau\sigma)\, I_{ab}(p) + \tau\, e_{ab}(p)\, u_{ab}(p) - \delta \frac{\operatorname{sgn}(I_{ab}(p))}{1+\varepsilon\,|I_{ab}(p)|} \tag{5.50}$$

$$I_{ac}(p+1) = (1-\tau\sigma)\, I_{ac}(p) + \tau\, e_{ac}(p)\, u_{ac}(p) - \delta \frac{\operatorname{sgn}(I_{ac}(p))}{1+\varepsilon\,|I_{ac}(p)|} \tag{5.51}$$

5.2.4 Contrôle du convertisseur à source de tension (VSC) en fonctionnement avec générateur diesel (DGM) [1]

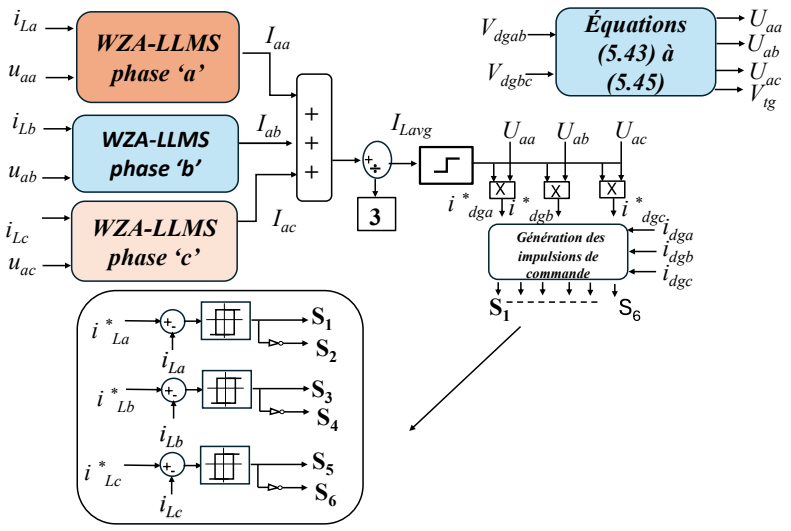


Figure 5.8 : Contrôle VSC en mode génératrice DGM

La figure 5.8 ci-dessus présente une stratégie de commande adaptative triphasée basée sur l'algorithme WZA-LLMS appliquée à un micro-réseau isolé. Le caractère adaptatif de cette commande repose sur la mise à jour continue des coefficients de pondération à partir de l'erreur d'estimation, permettant ainsi à l'algorithme de suivre les variations de charge et les perturbations du réseau en temps réel.

Pour chaque phase (*a*, *b* et *c*), le bloc WZA-LLMS reçoit le courant de charge mesuré ainsi qu'un signal unitaire synchronisé avec la tension du réseau. À partir de ces informations, il estime la composante fondamentale active du courant de charge en ajustant ses coefficients à chaque période d'échantillonnage.

Les coefficients estimés pour les trois phases sont ensuite combinés afin d'obtenir une valeur moyenne I_{Lavg}, représentant la demande globale de courant actif du système triphasé. Cette grandeur est utilisée pour générer les courants de référence du convertisseur de source de tension (VSC), lequel injecte les courants compensateurs nécessaires pour maintenir la qualité de l'énergie, réduire les distorsions harmoniques et assurer l'équilibre

du système.

La valeur moyenne I_{Lavg}, obtenue à partir des composantes fondamentales actives estimées pour les trois phases, est appliquée à un limiteur de courant. Ce limiteur permet de générer la référence du courant actif du groupe électrogène I_{dg} tout en imposant des bornes de fonctionnement compatibles avec sa puissance nominale. Ainsi, le groupe électrogène est maintenu dans une plage de fonctionnement comprise entre 80 % et 100 % de sa puissance nominale, ce qui favorise une meilleure efficacité énergétique, réduit la consommation spécifique de carburant et améliore la durée de vie de l'équipement [1].

Les courants de référence du DG sont ensuite générés en multipliant I_{dg} par les signaux unitaires triphasés pour obtenir des références équilibrées. Les références sont ensuite comparées aux courants réels du DG, les erreurs obtenues de cette comparaison sont traitées par les régulateurs de courant. Les signaux de commande obtenus sont finalement utilisés pour la génération des impulsions de commande de l'onduleur.

Cette stratégie permet d'assurer un suivi précis des courants, tout en compensant la puissance réactive, en réduisant les harmoniques et en équilibrant les courants triphasés, assurant ainsi une amélioration importante de la qualité de l'énergie dans le micro-réseau.

La valeur moyenne de la composante fondamentale active des courants de charge est estimée comme suit :

$$I_{L_{avg}} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} I_{aa} \\ I_{ab} \\ I_{ac} \end{bmatrix} \tag{5.52}$$

Les courants de référence du groupe électrogène diesel (DG) sont estimés comme suit :

$$\begin{bmatrix} i^*_{dg_a} \\ i^*_{dg_b} \\ i^*_{dg_c} \end{bmatrix} = I_{dg} \begin{bmatrix} u_{aa} \\ u_{ab} \\ u_{ac} \end{bmatrix} \tag{5.53}$$

La comparaison entre les courants de référence et les courants mesurés du groupe électrogène permet de générer les impulsions de modulation de largeur d'impulsion (PWM) pour le convertisseur à source de tension (VSC) dans le module de gestion du groupe électrogène diesel (DGM). Le schéma du contrôleur DGM réalisé sous MATLAB/Simulink est présenté en annexe E5.

5.2.5 Contrôle du convertisseur à source de tension (VSC) en fonctionnement autonome (Standalone Mode SAM)

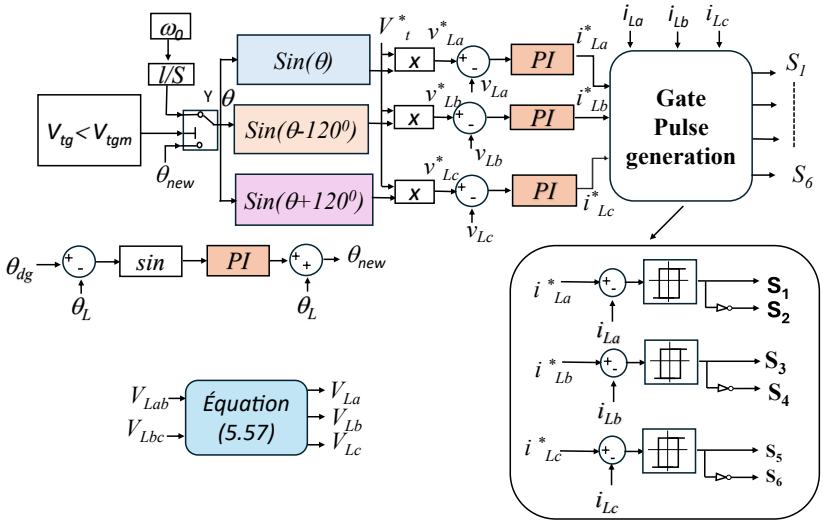


Figure 5.9 : **C**ontrôle VSC en mode génératrice SAM

La figure 5.9 décrit la stratégie de commande du convertisseur à source de tension

(VSC) basée sur la méthode de l'angle synchrone (SAM). Le schéma de ce contrôle est réalisé sous MATLAB/Simulink et présenté en annexe E3. Le but de cette commande est d'effectuer un suivi précis des courants de référence triphasés en le synchronisant avec la tension du système.

Pour cela l'angle de synchronisation θ est extrait à partir de la tension mesurée au point de couplage commun (PCC) comme indiqué sur la figure. Cet angle est utilisé pour générer trois signaux sinusoïdaux déphasés de 120°, correspondant aux phases a, b et c. Les signaux obtenus sont multipliés par l'amplitude de la tension de référence V_L^* pour obtenir enfin les tensions de référence triphasées.

Les tensions de référence sont comparées aux tensions mesurées, et les erreurs obtenues sont traitées par des régulateurs proportionnels-intégraux (PI). Les sorties de ces régulateurs génèrent les courants de référence i_{La}^*, i_{Lb}^* et i_{Lc}^*, correspondant aux composantes désirées du courant injecté par le VSC.

Les courants de référence sont ensuite comparés aux courants réels mesurés. Les erreurs issues de cette comparaison alimentent le bloc de génération des impulsions de commande, qui produit les signaux de gâchette S_1 à S_6 nécessaires à la commande des interrupteurs du VSC.

Cette stratégie assure une commande efficace et stable du convertisseur, avec un suivi des courants de référence, la synchronisation avec le système électrique et une amélioration globale de la qualité de l'énergie, notamment en termes de stabilité et de performance dynamique. En mode autonome, le convertisseur à source de tension (VSC) fonctionne comme une source de tension contrôlée. Les tensions de référence triphasées sont générées sous forme sinusoïdale équilibrée, déphasées de 120° afin d'imposer

l'amplitude et la fréquence au point de couplage avec la charge.

$$\begin{bmatrix} v_{La}^* \\ v_{Lb}^* \\ v_{Lc}^* \end{bmatrix} = V_t^* \begin{bmatrix} \sin(\omega_0 t) \\ \sin\left(\omega_0 t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin\left(\omega_0 t + \frac{2\pi}{3}\right) \end{bmatrix} \tag{5.54}$$

où V_t^* est l'amplitude de la tension de référence et ω_0 la pulsation électrique nominale du système.

Pour un réseau triphasé de tension nominale $V_{LL} = 400$ V, la tension efficace phase–neutre est donnée par :

$$V_{ph} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} = \frac{400}{\sqrt{3}} \approx 230,94 \text{ V} \tag{5.55}$$

La fréquence nominale du système est fixée à 50 Hz, ce qui correspond à la pulsation électrique suivante :

$$\omega_0 = 2\pi f_0 = 2\pi \times 50 \approx 314,16 \text{ rad/s} \tag{5.56}$$

Les tensions phase–neutre de la charge sont reconstruites à partir des tensions ligne–ligne mesurées selon la relation suivante :

$$\begin{bmatrix} v_{La} \\ v_{Lb} \\ v_{Lc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & -2 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{Lab} \\ v_{Lbc} \\ 0 \end{bmatrix} \tag{5.57}$$

Cette transformation permet d'obtenir des tensions équivalentes phase–neutre qu'on utilisera dans la boucle de régulation du VSC. L'erreur de tension est définie comme la

différence entre les tensions de référence et les tensions mesurées à la charge :

$$\mathbf{e}_v = \begin{bmatrix} v_{La}^* - v_{La} \\ v_{Lb}^* - v_{Lb} \\ v_{Lc}^* - v_{Lc} \end{bmatrix} \tag{5.58}$$

Cette erreur constituera l'entrée principale du régulateur de tension, et génère ensuite les signaux de commande du modulateur PWM du VSC.

• Principe de fonctionnement

La puissance instantanée du champ photovoltaïque est calculée à chaque instant d'échantillonnage selon :

$$P(n) = V_{dc}(n)\, I_{dc}(n), \tag{5.59}$$

où V_{dc} et I_{dc} représentent respectivement la tension et le courant du bus DC côté photovoltaïque.

La variation de puissance est donnée par :

$$\Delta P(n) = P(n) - P(n-1). \tag{5.60}$$

La loi de décision du P&O est définie comme suit :

- si $\Delta P(n) > 0$, la perturbation de la tension est maintenue dans le même sens ;
- si $\Delta P(n) < 0$, la perturbation est inversée ;
- si $\Delta P(n) = 0$, le point de puissance maximale est atteint.

Cette logique permet d'estimer progressivement la tension de référence MPPT, notée V_{dc}^*.

• Régulation de la tension du bus DC

La tension de référence issue du MPPT est comparée à la tension mesurée du bus DC. L'erreur de tension est définie par :

$$V_{de}(n) = V_{dc}^{*}(n) - V_{dc}(n). \tag{5.61}$$

Cette erreur est traitée par un régulateur PI de tension dont la sortie fournit la référence du courant batterie I_b^* :

$$I_b^*(n+1) = I_b^*(n) + K_{pd}\big(V_{de}(n+1) - V_{de}(n)\big) + K_{id}V_{de}(n+1), \tag{5.62}$$

où K_{pd} et K_{id} sont respectivement les gains proportionnel et intégral du régulateur de tension.

• Régulation du courant batterie

Le courant de référence de la batterie I_b^* est comparé au courant mesuré I_b, ce qui permet d'obtenir l'erreur de courant suivante :

$$I_{be}(n) = I_b^*(n) - I_b(n). \tag{5.63}$$

Cette erreur est traitée par un régulateur PI de courant dont la sortie correspond au rapport cyclique D du convertisseur DC–DC bidirectionnel :

$$D(n+1) = D(n) + K_{pb}\big(I_{be}(n+1) - I_{be}(n)\big) + K_{ib}I_{be}(n+1), \tag{5.64}$$

où K_{pb} et K_{ib} représentent les gains du régulateur PI de courant.

• Résultats et performances attendues

La structure de commande MPPT basée sur la méthode P&O permet :

- l'extraction efficace de la puissance maximale du champ photovoltaïque ;
- la stabilisation de la tension du bus DC autour de la valeur optimale V_{dc}^{*} ;
- une gestion appropriée de la charge et de la décharge de la batterie via le convertisseur DC–DC bidirectionnel.

Cependant, cette méthode présente des oscillations résiduelles autour du point de puissance maximale et une sensibilité accrue aux variations rapides d'irradiance, ce qui justifie son comparatif avec des algorithmes MPPT plus avancés dans les systèmes hybrides.

5.2.6 Commutation avec le Solid transfer switch (STS)

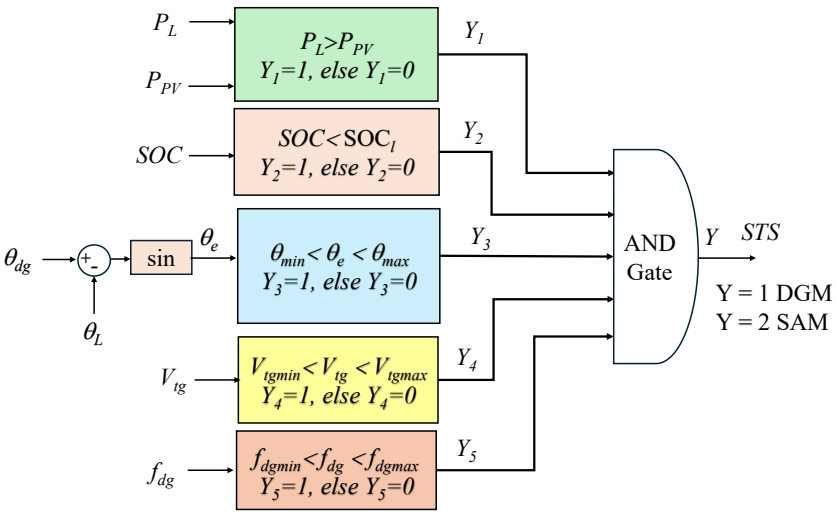


Figure 5.10 : Commutation du STS [1]

La commande du commutateur de transfert statique (STS) est basée sur cinq conditions

logiques Y_1 à Y_5, définies comme suit :

- **Condition de puissance active (Y_1)** :

$$Y_1 = \begin{cases} 1, & \text{si } P_L > P_{pv} \\ 0, & \text{sinon} \end{cases} \tag{5.65}$$

La commande vérifie si la puissance photovoltaïque disponible est insuffisante pour satisfaire la demande de la charge.

- **Condition d'état de charge de la batterie (Y_2)** :

$$Y_2 = \begin{cases} 1, & \text{si } SOC < SOC_1 \\ 0, & \text{sinon} \end{cases} \tag{5.66}$$

La commande vérifie l'état de charge de la batterie si celle-ci n'est pas excessivement déchargée avant d'autoriser l'appel au groupe électrogène.

- **Condition de synchronisation angulaire (Y_3)** :

$$Y_3 = \begin{cases} 1, & \text{si } \theta_{\min} < \theta_e < \theta_{\max} \\ 0, & \text{sinon} \end{cases} \tag{5.67}$$

Cette condition est capitale car elle garantit que le déphasage entre les sources est suffisamment faible et acceptable pour permettre une commutation synchronisée.

- **Condition de tension (Y_4)** :

$$Y_4 = \begin{cases} 1, & \text{si } V_{tg,\min} < V_{tg} < V_{tg,\max} \\ 0, & \text{sinon} \end{cases} \tag{5.68}$$

Cette condition permet de vérifier que la tension du système se situe dans une plage admissible avant le transfert.

- **Condition de fréquence (Y_5)** :

$$Y_5 = \begin{cases} 1, & \text{si } f_{dg,\min} < f_{dg} < f_{dg,\max} \\ 0, & \text{sinon} \end{cases} \tag{5.69}$$

Cette condition garantit une compatibilité entre la fréquence du groupe électrogène et le reste du système avant le déclenchement du STS.

La sortie de commande du STS est ensuite obtenue par une porte logique `AND` :

$$Y = Y_1 \wedge Y_2 \wedge Y_3 \wedge Y_4 \wedge Y_5 \tag{5.70}$$

où $Y = 1$ correspond au mode *DGM* (Diesel Generator Mode) et $Y = 0$ au mode *SAM* (Solar Assisted Mode). Le schéma de contrôle du Solid Transfer Switch (STS) implémenté sous MATLAB/Simulink est présenté en annexe C1. Ce schéma illustre la logique de commande utilisée pour assurer la commutation entre les différentes sources du système.

5.2.7 Réglage des régulateurs PI pour la régulation du bus DC et du courant batterie

La commande du convertisseur DC–DC bidirectionnel (BDC) est réalisée par une structure en cascade : (i) une boucle externe de régulation de la tension du bus DC, fournissant la référence de courant batterie, et (ii) une boucle interne de régulation du courant batterie, générant directement le rapport cyclique D appliqué au modulateur PWM (fréquence de découpage $f_{\mathrm{PWM}} = 25$ kHz). La tension de référence du bus DC est fixée à $V_{dc}^{*} = 700$ V.

• Boucle externe : régulation de la tension du bus DC

L'erreur de tension du bus DC est définie par :

$$e_v(k) = V_{dc}^*(k) - V_{dc}(k), \tag{5.71}$$

où $V_{dc}^* = 700$ V.

Le bus DC est modélisé par un condensateur C_{dc}. La dynamique de la tension du bus est donnée par la loi du condensateur :

$$i_b(t) = C_{dc} \frac{dV_{dc}(t)}{dt}. \tag{5.72}$$

En passant dans le domaine de Laplace, on obtient :

$$I_b(s) = C_{dc}\, s V_{dc}(s). \tag{5.73}$$

La fonction de transfert reliant le courant batterie à la tension du bus DC s'écrit alors :

$$G_v(s) = \frac{V_{dc}(s)}{I_b(s)} = \frac{1}{C_{dc} s}. \tag{5.74}$$

avec $C_{dc} = 3 \times 10^{-3}$ F.

La bande passante de la boucle de tension est fixée à $f_v = 62{,}5$ Hz, de manière à garantir une séparation suffisante entre les dynamiques de la boucle de tension et celles de la boucle de courant. Cette valeur permet d'assurer un fonctionnement stable du système tout en

maintenant une bonne rapidité de réponse.

$$\omega_v = 2\pi f_v = 2\pi \times 62,5 \approx 392,7 \text{ rad/s}. \tag{5.75}$$

Le correcteur PI (forme continue) est :

$$C_v(s) = K_{pd} + \frac{K_{id}}{s}. \tag{5.76}$$

Pour le modèle du bus continu représenté par un intégrateur pur $G_v(s) = 1/(C_{dc}s)$, le gain proportionnel est déterminé en imposant la bande passante souhaitée de la boucle de tension :

$$K_{pd} = C_{dc}\,\omega_v, \tag{5.77}$$

Le zéro du correcteur PI est placé à une pulsation égale à $\omega_v/5$, conformément à une pratique couramment utilisée pour assurer un compromis entre rapidité de réponse et marge de stabilité. Il en résulte :

$$K_{id} = C_{dc}\,\frac{\omega_v^2}{5}, \tag{5.78}$$

(le facteur $1/5$ correspond à un placement standard du zéro du PI à $\omega_v/5$).

En remplaçant $C_{dc} = 3 \times 10^{-3}$ F et $\omega_v = 392,7$ rad/s :

$$K_{pd} = 0,003 \times 392,7 \approx 1,178 \;\Rightarrow\; K_{pd} \approx 1,18, \tag{5.79}$$

$$K_{id} = 0,003 \times \frac{(392,7)^2}{5} \approx 92.56 \;\Rightarrow\; K_{id} \approx 92,56. \tag{5.80}$$

La sortie de cette boucle est la référence de courant batterie $I_b^*(k)$.

• Boucle interne : régulation du courant batterie

L'erreur de courant batterie est :

$$e_i(k) = I_b^*(k) - I_b(k). \tag{5.81}$$

La dynamique de la boucle courant (modèle moyen) est déduite de l'inductance du BDC :

$$L\frac{di_b(t)}{dt} + R_{eq}\, i_b(t) = v_L(t), \tag{5.82}$$

ce qui conduit, dans le domaine de Laplace, à :

$$G_i(s) = \frac{I_b(s)}{V_L(s)} = \frac{1}{Ls + R_{eq}}. \tag{5.83}$$

Dans cette étude, la résistance équivalente est dominée par la résistance interne de la batterie. Elle représente l'ensemble des pertes résistives vues par l'inductance du convertisseur bidirectionnel DC/DC. Cette résistance prend également en compte les résistances parasites associées aux composants de puissance et aux connexions électriques. Afin de reproduire le comportement dynamique observé dans le système simulé, la valeur suivante a été retenue :

$$R_{eq} \approx R_{\text{bat}} = 0.21\ \Omega,$$

L'inductance du convertisseur bidirectionnel DC/DC (BDC) est fixée à :

$$L = 1 \times 10^{-5}\ \text{H} \tag{5.84}$$

cette valeur correspond à l'inductance de filtrage du convertisseur bidirectionnel DC/DC

utilisée dans le modèle Simulink. Elle a été retenue afin de représenter la dynamique du convertisseur dans le modèle moyen servant à la synthèse du régulateur PI de courant.

Comme la sortie du PI de courant commande directement le rapport cyclique D, on utilise la relation (moyennée) :

$$V_L(s) \approx V_{dc} D(s), \tag{5.85}$$

d'où la fonction de transfert duty-cycle $\rightarrow$ courant :

$$G_{id}(s) = \frac{I_b(s)}{D(s)} = \frac{V_{dc}}{Ls + R_{eq}}, \tag{5.86}$$

avec $V_{dc} \approx 700$ V.

La bande passante de la boucle courant est choisie à partir de la fréquence PWM :

$$f_i = \frac{f_{\text{PWM}}}{20} = \frac{25000}{20} = 1250 \text{ Hz}, \qquad \omega_i = 2\pi f_i \approx 7854 \text{ rad/s}. \tag{5.87}$$

Le correcteur PI (forme continue) est :

$$C_i(s) = K_{pb} + \frac{K_{ib}}{s}. \tag{5.88}$$

Un réglage simple (annulation du pôle R_{eq}/L) donne les gains « non normalisés » :

$$K_{pb} = L\,\omega_i, \qquad K_{ib} = R_{eq}\,\omega_i. \tag{5.89}$$

En remplaçant $L = 10^{-5}$, $R_{eq} = 0,21$ et $\omega_i = 7854$:

$$K_{pb} = 10^{-5} \times 7854 \approx 0.07854, \qquad K_{ib} = 0,21 \times 7854 \approx 1649,34. \tag{5.90}$$

Puisque la sortie du PI agit sur D via $V_L \simeq V_{dc}D$, les gains appliqués au PI de courant (duty-cycle) sont normalisés par $V_{dc} = 700$ V :

$$K_{pb,D} = \frac{K_{pb}}{V_{dc}} = \frac{0,07854}{700} \approx 1,12 \times 10^{-4}, \tag{5.91}$$

$$K_{ib,D} = \frac{K_{ib}}{V_{dc}} = \frac{1649,34}{700} \approx 2,36. \tag{5.92}$$

Ainsi, les gains retenus pour la boucle courant (commande directe du rapport cyclique) sont :

$$K_{pb,D} \approx 1,12 \times 10^{-4} \qquad \text{et} \qquad K_{ib,D} \approx 2,36.$$

Finalement les gains sont:

- **Boucle tension (bus DC)** : $K_{pd} = 1,18$, $K_{id} = 92,56$;
- **Boucle courant (sortie = duty-cycle D)** : $K_{pb,D} = 1,12 \times 10^{-4}$, $K_{ib,D} = 2,36$.

5.3 Présentation des résultats de la simulation

5.3.1 Puissance champ PV

Le système PV a été simulé sous Matlab Simulink la courbe ainsi obtenue est la figure 5.11 suivante:

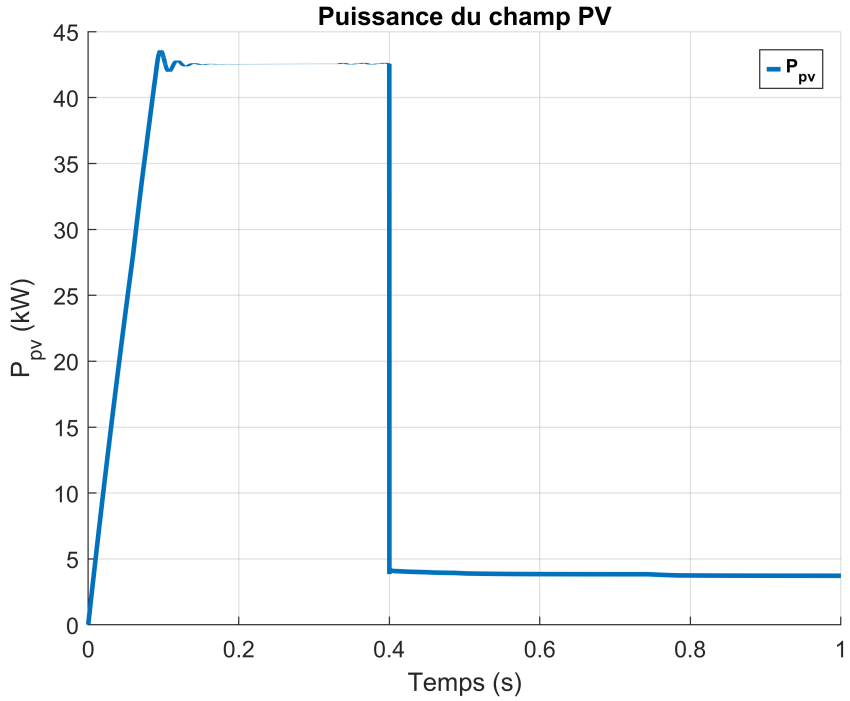


Figure 5.11 : Puissance PV en kWc

La Figure ci-dessus présente l'évolution temporelle de la puissance délivrée par le champ photovoltaïque suite à une variation brusque de l'irradiation solaire. Initialement, nous avons fixé l'ensoleillement à 1000 W/m^2, permettant au générateur PV d'atteindre son régime permanent nominal. Au démarrage, la puissance augmente progressivement pour atteindre une valeur d'environ $43,5$ kW à 0,1 s ensuite elle se stabilise à la valeur de 43 kW jusqu'à 0,4s. Cette phase transitoire correspond à l'action de l'algorithme MPPT qui ajuste le rapport cyclique du convertisseur boost afin d'amener le champ photovoltaïque au point de puissance maximale.

À l'instant $t = 0,4$ s, une diminution brusque de l'irradiation (de 1000 à 100 W/m^2) est appliquée. On observe alors une chute immédiate de la puissance, qui se stabilise autour de 3 à 4 kW. Cette valeur est cohérente avec la réduction d'irradiation (environ 10 % de

la valeur initiale), ce qui confirme la proportionnalité quasi linéaire entre la puissance produite et l'ensoleillement.

La puissance maximale obtenue (43,5 kW) reste inférieure à la puissance crête théorique du champ photovoltaïque (49,7 kWc). Le rendement du champ PV est estimé ainsi à (86%) notre modèle de MPPT (P.O) démontre ainsi sa robustesse avec un rendement moyen de 86%.

5.3.2 Boucle tension (bus DC)

La courbe de tension du bus continu est régulé, on peut observer la régulation à travers la figure 5.12 ci-dessous:

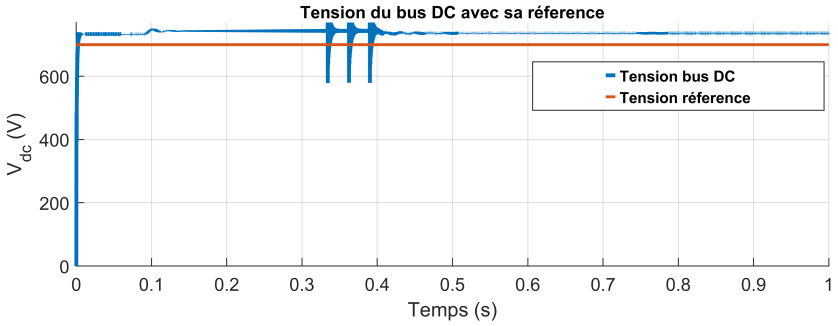


Figure 5.12 : Tension du réglage

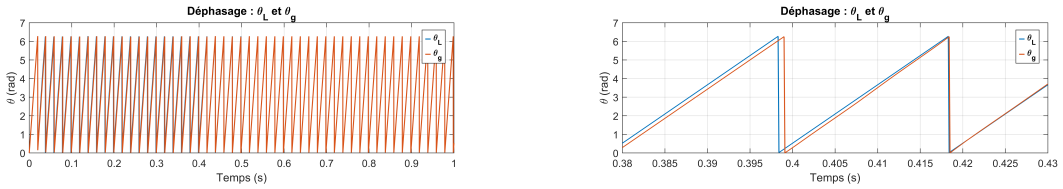
La figure 5.12 montre l'évolution de la tension du bus continu comparée à sa valeur de référence fixée à environ 700 V.

Au démarrage, la tension atteint rapidement sa valeur de consigne avec un dépassement jusqu'à la valeur de 750 V, indiquant une bonne performance dynamique du contrôleur. Entre 0,3 s et 0,4 s, une perturbation transitoire est observée, caractérisée par une chute temporaire de la tension d'environ 100 V. Cette variation correspond à la phase de commutation de source (STS), entraînant un déséquilibre momentané de puissance. Après

les perturbations observées entre 0,33 s et 0,40 s, la tension du bus continu converge vers une valeur stable. La figure montre néanmoins la présence d'une erreur statique non nulle, la tension mesurée demeurant légèrement supérieure à la valeur de référence. Cette différence suggère qu'un ajustement des paramètres du régulateur pourrait permettre d'améliorer la précision du suivi de consigne.

5.3.3 Déphasage génératrice diesel-réseau

Les déphasages entre les angles électriques θ_L (charge) et θ_g (générateur) sur une période de 1 s sont représentés à travers la figure 5.13 ci-dessous:



(a) Déphasage à la synchronisation (b) Déphasage total

Figure 5.13 : Angles électriques du réseau et de la charge

Les deux signaux présentent une évolution périodique en dent de scie entre 0 et 2π radians, ce qui correspond à une fréquence nominale de 50 Hz. Les deux courbes sont quasiment superposée, témoignant de la synchronisation complète entre la charge et la source. L'écart angulaire $\Delta\theta = \theta_L - \theta_g$ reste négligeable sur toute la durée de la simulation. Nos résultats sont presque identiques que ceux obtenus dans [1]. Ces résultats confirment le bon fonctionnement du système de synchronisation (PLL) et garantit une commutation sans choc de phase dans les deux travaux.

5.3.4 État de charge de la batterie

Le système a été simulé avec un SOC initial de 25% nous observons la courbe à travers la figure 5.14 ci-dessous:

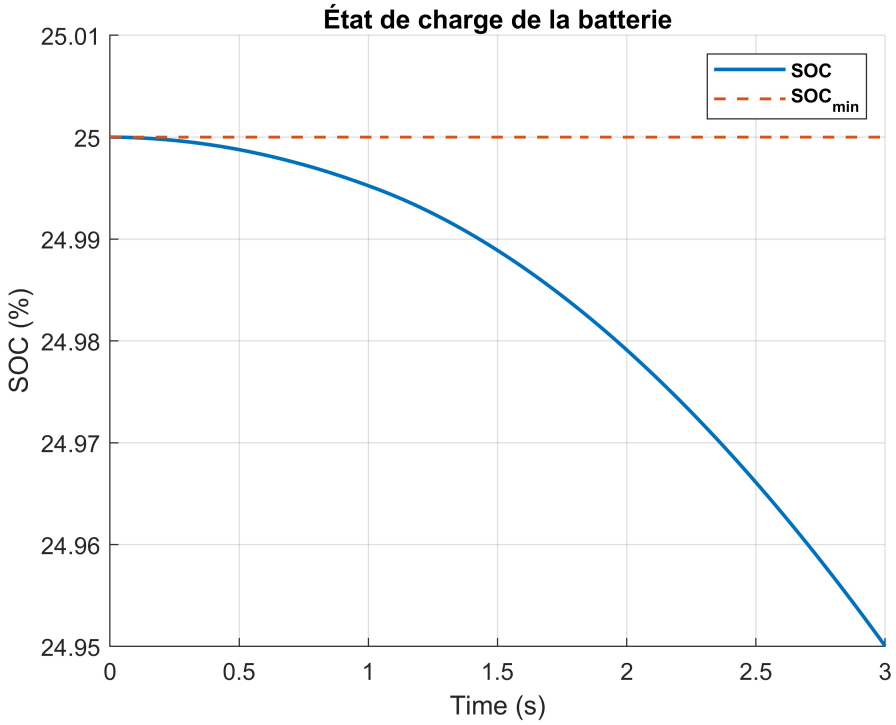


Figure 5.14 : Décharge de la batterie

La figure ci-dessous montre une légère diminution de l'état de charge (SOC) de la batterie, passant de 25% à environ 24.99% sur une durée d'une seconde au moment de la commutation. On observe que le SOC passe brièvement en dessous du seuil minimal fixé à 25%, ce qui indique une légère décharge transitoire avant l'activation complète de la stratégie de priorité au diesel.

Cette variation très faible confirme que la batterie ne participe que marginalement au soutien de puissance durant cette phase. Le seuil minimal de décharge étant fixé à 25%, le système bascule prioritairement vers la génératrice diesel dès que cette limite est atteinte. La légère chute observée du SOC peut s'expliquer par la dynamique transitoire du système, notamment le temps de réponse du contrôleur et l'inertie électromécanique de la génératrice, et ne traduit pas une décharge significative de la batterie.

En comparaison, dans [1], aucune variation notable du SOC n'est observée dans la seconde suivant la commutation, ce qui traduit une transition idéalement compensée par la génératrice principale. La différence observée dans notre cas peut s'expliquer par une modélisation plus détaillée des dynamiques transitoires ou par des paramètres de contrôle légèrement différents.

5.3.5 Courant de la batterie

La figure 5.15 ci-dessus présente l'évolution du courant de la batterie comparé à sa valeur de référence.

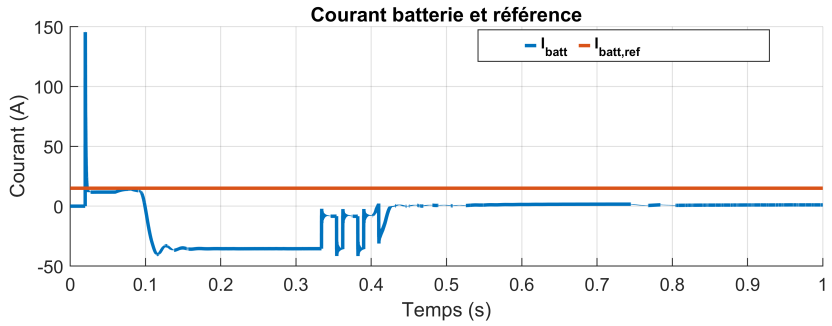


Figure 5.15 : Courant de la batterie

Au démarrage, un pic de courant d'environ 145 A est observé, qui correspond à la charge initiale du bus continu. à partir de 0,1 s la batterie commence à se décharger jusqu'à atteindre un courant d'environ -35 A afin de compenser le déficit de puissance du système.

Dans l'intervalle de 0,35 s et 0,42 s, des oscillations transitoires apparaissent, liées à la phase de commutation de source (STS). Après la commutation au DGM le courant se stabilise autour de zéro, on peut donc dire que la batterie ne distribue plus du courant au système pendant le régime de fonctionnement DGM.

En comparaison avec les résultats de [1] où le courant de la batterie varie entre ±10 A, elle intervient seulement pendant la phase transitoire, notre modèle présente une sollicitation plus importante de la batterie.

5.3.6 Courant champ PV

La figure 5.16 présente l'évolution du courant du champ PV:

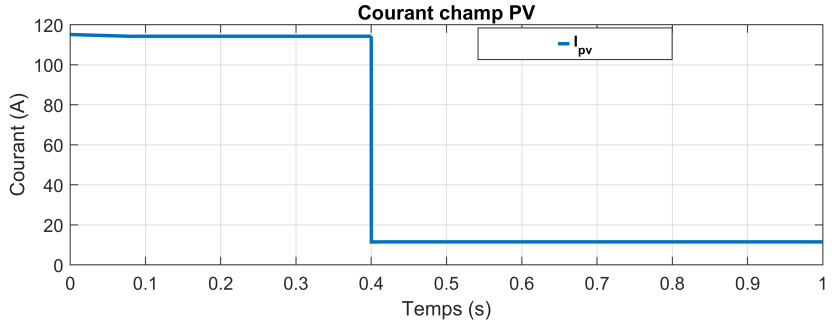


Figure 5.16 : Courant du champ PV

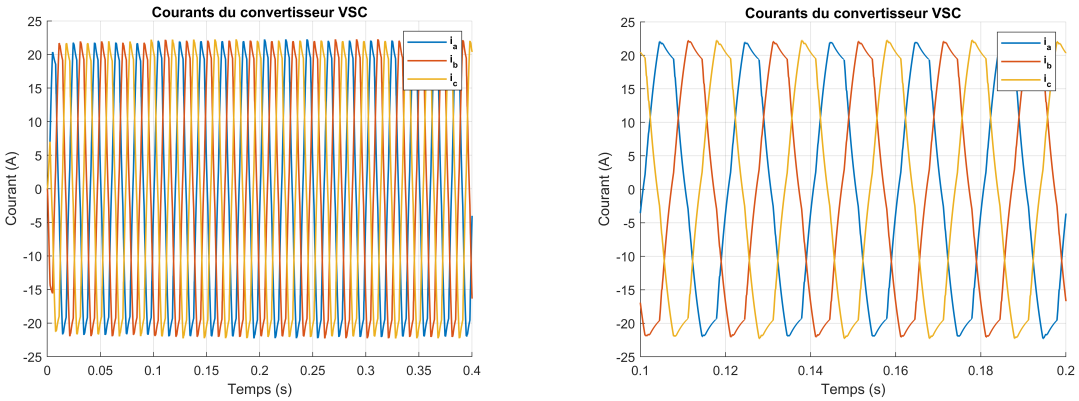
Nous pouvons distinguer deux régimes de fonctionnement sur la figure.

Entre 0 s et 0,4 s, le champ photovoltaïque délivre un courant optimal d'environ 115 A, correspondant à une irradiation de 1000 W/m^2. Durant cette phase, le système fonctionne au voisinage du point de puissance maximale, assurant une production stable et optimale.

À $t = 0{,}4$ s, lorsque l'irradiation chute brusquement à 100 W/m^2, le courant diminue proportionnellement pour atteindre environ 15 A. Cette variation confirme la relation quasi linéaire entre le courant photovoltaïque et l'irradiation solaire. Par conséquent, cette diminution du courant entraîne également une baisse significative de la puissance générée par le champ PV.

5.3.7 Courant du convertisseur de source de tension (VSC)

Le convertisseur injecte un courant triphasé dans la source. Les formes d'onde correspondantes sont présentées à la figure 5.17.



(a) Courants observé en régime PV au VSC (b) Courants zoomés

Figure 5.17 : Courants du PV observé au VSC

La figure 5.17 présente les courants délivrés par le convertisseur de source de tension (VSC). Nous observons des formes d'ondes sinusoïdales régulières, d'amplitude d'environ ± 21 A. Les courants sont équilibrés et stables, traduisant un fonctionnement correct du convertisseur.

Cette amplitude de courant est suffisante pour alimenter une charge d'environ 10 kW, ce qui confirme que le VSC fournit adéquatement la puissance apparente requise. La qualité sinusoïdale des signaux témoigne également d'une bonne performance du système de commande et du filtrage en sortie.

5.3.8 Génération des impulsions de commande du convertisseur

Les signaux de commande générés par les blocs *Gate Pulse Generation* assurent le pilotage des interrupteurs de puissance (IGBT) des convertisseurs côté DGM et SAM.

Pour chaque régime de fonctionnement, ces signaux se présentent sous la forme de commandes logiques binaires $(0/1)$ correspondant aux impulsions de gâchette appliquées aux interrupteurs S_1 à S_6. Ces impulsions déterminent les instants d'ouverture et de fermeture des IGBT afin de synthétiser les tensions et courants souhaités. Il s'agit de signaux de commande internes au convertisseur ; ils ne représentent pas directement les courants injectés dans le réseau, mais contrôlent le fonctionnement des interrupteurs qui les génèrent.

Les impulsions sont obtenues à partir de la régulation en courant basée sur l'erreur :

$$e(t) = i_{dg}^{*}(t) - i_{dg}(t) \tag{5.93}$$

où i_{dg}^{*} représente le courant de référence et i_{dg} le courant mesuré. L'erreur de courant est traitée par un correcteur PI numérique afin de générer le signal de commande du convertisseur. Les impulsions de commande des interrupteurs S_1 à S_6 sont ensuite obtenues à partir de cette loi de commande et appliquées au VSC. Après filtrage par l'inductance de couplage, le courant injecté présente une forme quasi sinusoïdale et suit la référence imposée.. Ainsi, l'aspect « dense » des impulsions sur l'intervalle de simulation résulte de la rapidité des commutations par rapport à l'échelle temporelle globale. Le courant de sortie résultant, après filtrage (inductance de couplage), présente quant à lui une forme quasi sinusoïdale et suit la consigne imposée (par exemple ≈ 21 A_{rms} dans notre étude), une fois le régime transitoire dissipé. L'absence d'interruption ou d'irrégularités majeures dans les impulsions confirme le bon fonctionnement de la chaîne de commande du convertisseur côté DGM avant la phase de commutation via le STS.

5.3.9 Puissance de la charge

La puissance fournie à la charge est observée sur la figure 5.18. La figure montre que ...

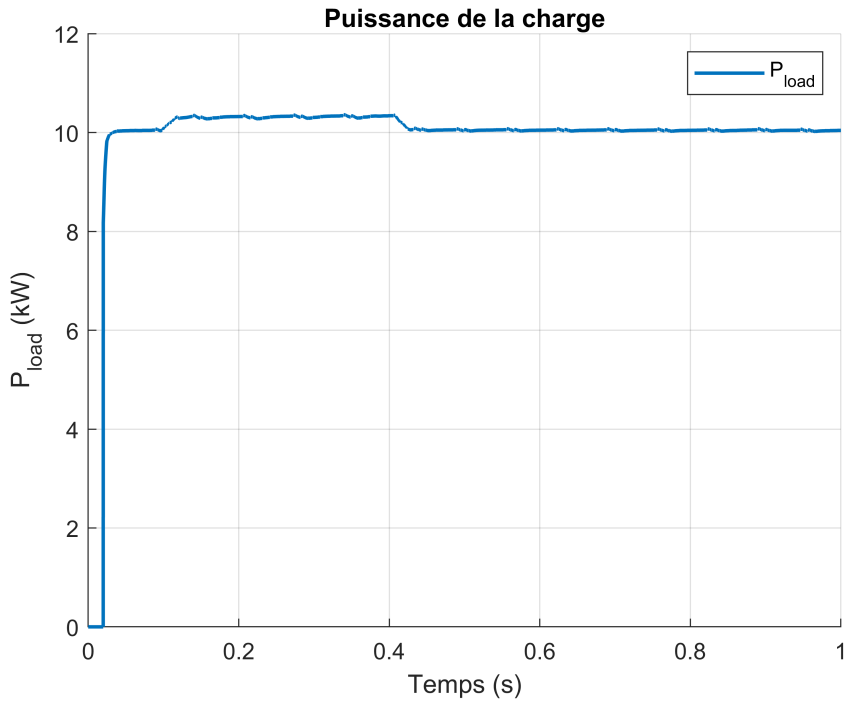


Figure 5.18 : Puissance de la charge

En mode SAM, la puissance active de la charge atteint rapidement sa valeur nominale de 10 kW. Une faible surtension de puissance est observée entre 0,1 s et 0,4 s, avec un maximum d'environ 10,4 kW, avant un retour à la valeur nominale. Ces résultats témoignent de la stabilité du système et de la bonne régulation de la puissance fournie à la charge.

5.3.10 Tension et courant à la sortie du générateur diesel

Les figures 5.19 et 5.20 sont présentées afin d'évaluer le comportement du micro-réseau lors de la transition du mode autonome (SAM) vers le mode groupe diesel (DGM) à $t = 0,4$ s. L'objectif est de vérifier la continuité de l'alimentation, la stabilité des tensions et le bon transfert de puissance vers le groupe diesel.

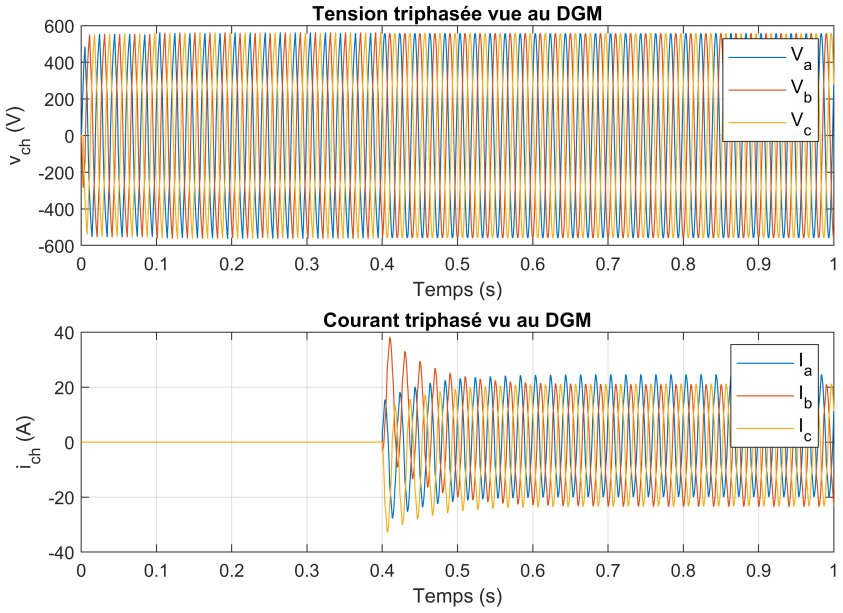


Figure 5.19 : Courbes des tensions et du courant vues au STS en mode DGM

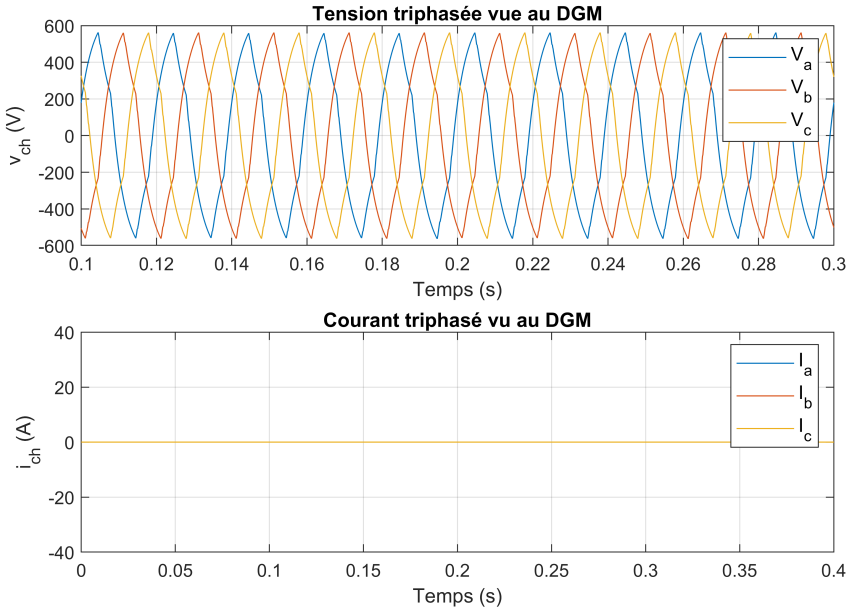


Figure 5.20 : Signaux zoomés

Nous remarquons que les tensions conservent une forme sinusoïdale équilibrée d'amplitude d'environ 565 V crête correspondant à 400 V efficace ligne-ligne tout au long de la simulation, ce qui indique une bonne stabilité en tension.

Entre 0 et 0.4 s, le système fonctionne en mode SAM. Durant cette phase, le courant triphasé est nul, ce qui signifie que la génératrice diesel n'alimente pas encore la charge. À partir de 0.4 s, au moment de la commutation, une courte période transitoire est observée, caractérisée par un léger pic dynamique. Après cette phase, le courant s'établit sous forme sinusoïdale équilibrée d'amplitude d'environ 21 A jusqu'à 1 s.

Ce comportement est cohérent avec celui présenté dans [1], où l'activation progressive du courant après la transition confirme une synchronisation correcte et une stabilité dynamique satisfaisante.

5.3.11 Tension et courant à la sortie de charge

Nous avons zoomé les signaux de la charge sur les figures 5.21 et 5.22 :

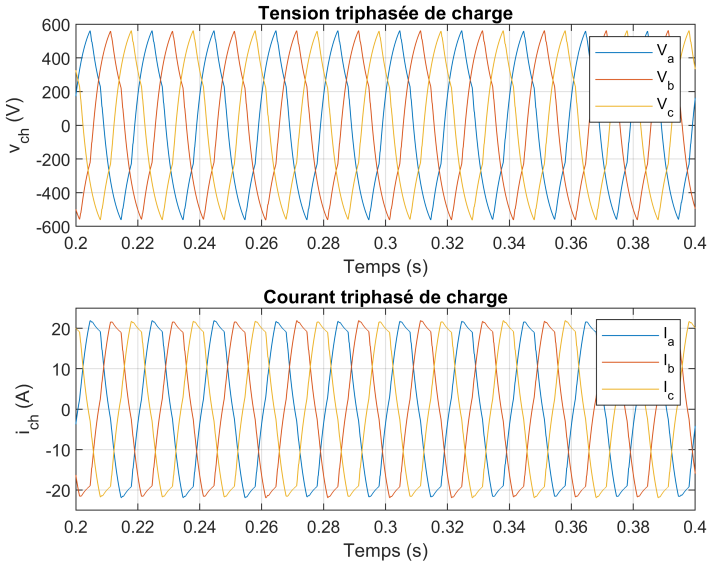


Figure 5.21 : Signaux de tension et courant observés à la charge en SAM

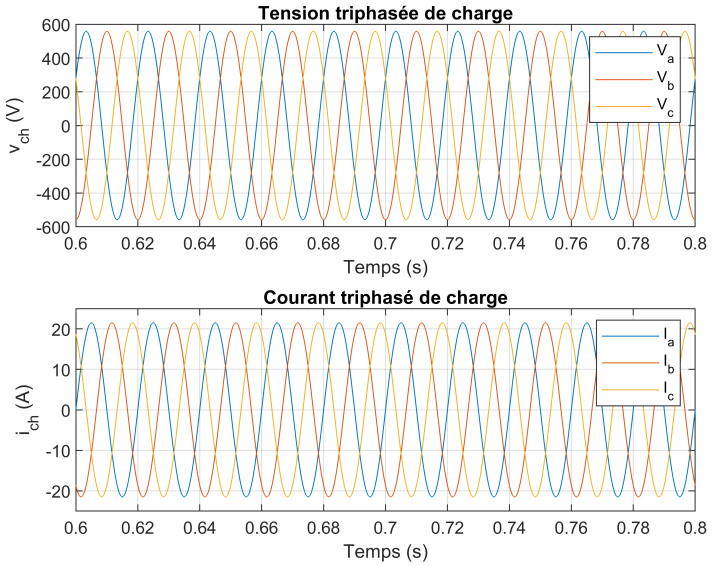


Figure 5.22 : Signaux de tension et courant observés à la charge en DGM

Nous observons que les tensions restent sinusoïdales et globalement équilibrées sur l'ensemble de la simulation, avec une perturbation transitoire limitée au moment de la transition. Le courant de charge est présent avant et après la commutation, ce qui confirme la continuité d'alimentation de la charge (transition sans coupure).

En comparaison avec [1], où la tension nominale est de 415 V et les courants sont de l'ordre de 10 A, notre résultat présente un comportement similaire en termes de maintien de la forme sinusoïdale et de stabilité après commutation. Les écarts observés sur l'amplitude (tension et courant) s'expliquent principalement par des niveaux de puissance/charge différents et par les paramètres du modèle (impédance de charge, réglages des contrôleurs et conditions initiales). Malgré ces différences d'échelle, la dynamique transitoire reste courte et le régime permanent est rapidement rétabli, indiquant une commutation maîtrisée.

5.3.12 Analyse d'harmonique

Nous observons ici les différents harmoniques de tensions et de courant observées en deux phases lors du fonctionnement du système en mode SAM et en mode DGM.

• THD et FFT de courant observés en régime SAM

Les figures 5.23 5.24 nous montre le signal FFT et les harmoniques de courant en fonctionnement SAM.

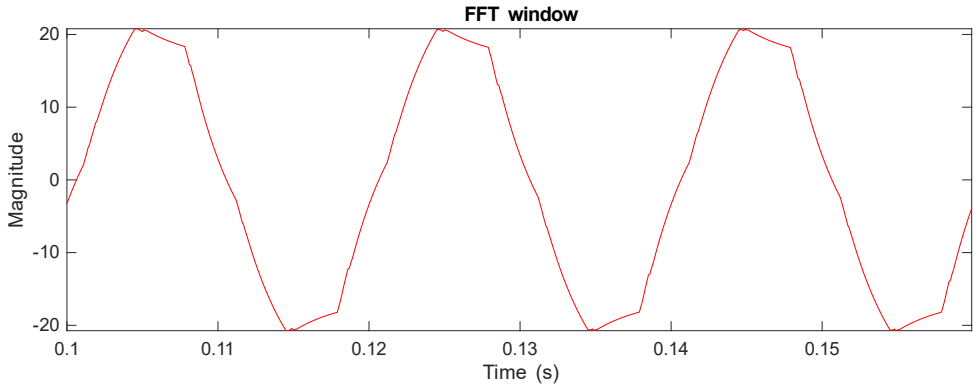


Figure 5.23 : Signal FFT du courant en SAM

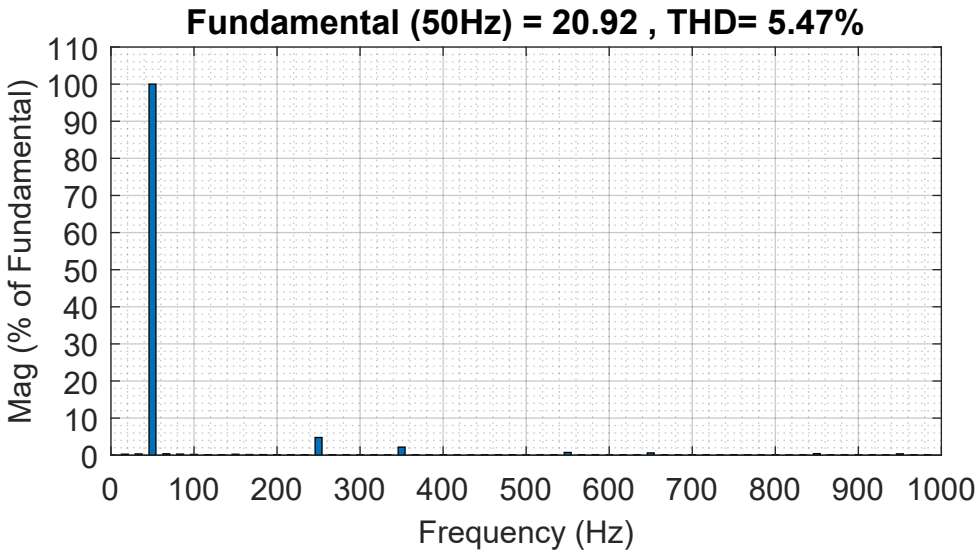


Figure 5.24 : Taux de distorsion harmonique du courant (THD_I) en SAM

En faisant une analyse par transformée de Fourier rapide (FFT) du courant on peut remarquer une composante fondamentale à 50 Hz d'amplitude efficace égale à 20,92 A. Les harmoniques observées sont de rang 5 et 7 et correspond aux onduleurs de type PWM. Le taux de distorsion harmonique total obtenu est de $\text{THD}_I = 5{,}47\,\%$. Rappelons que la valeur recommandée IEEE 519 pour les réseaux de basse tension est de 5 %, (voir Annexe G) qui est inférieure à la valeur obtenue ici. Toutefois, elle peut-être acceptable dans le contexte d'un système photovoltaïque intégrant un convertisseur d'électronique de puissance.

• THD et FFT de tension observés en régime SAM

Les figures 5.25 5.26 nous montre le signal FFT et les harmoniques de tension en fonctionnement SAM.

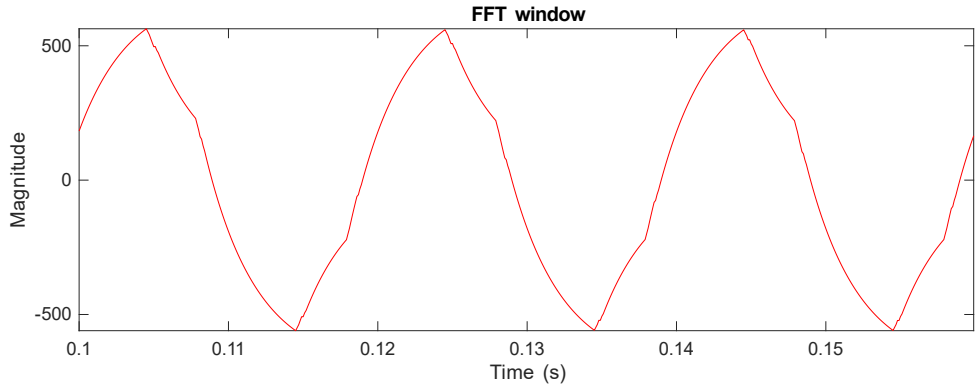


Figure 5.25 : Signal FFT de tension en SAM

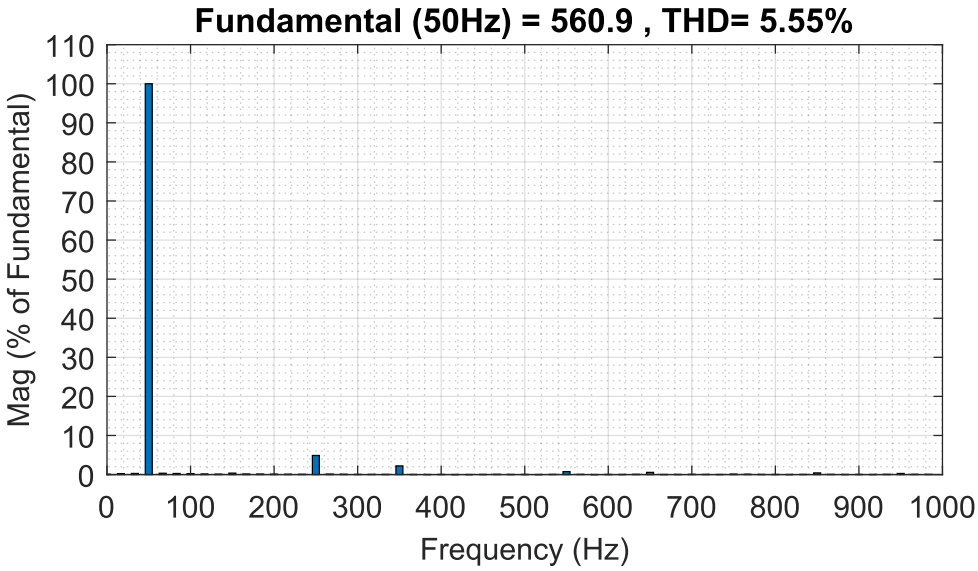


Figure 5.26 : Taux de distorsion harmonique du courant (THD_V) en SAM

En faisant une analyse nous avons une composante fondamentale de 50 Hz d'amplitude 560,9 V avec un taux de distorsion harmonique total observé de 5,55 %. Les composantes d'harmoniques sont d'ordres 5, 7, 11 et 13 dans ce cas.

Une fois encore nous observons que cette valeur est légèrement supérieure à la limite de 5 % recommandée par la norme IEEE 519 en basse tension. La différence n'est pas aussi élevée qu'elle peut être acceptable pour un contexte de système hybride.

• THD et FFT de courant observés en régime DGM

La figure 5.27 5.28 nous montre le signal FFT et les harmoniques de courant en fonctionnement DGM.

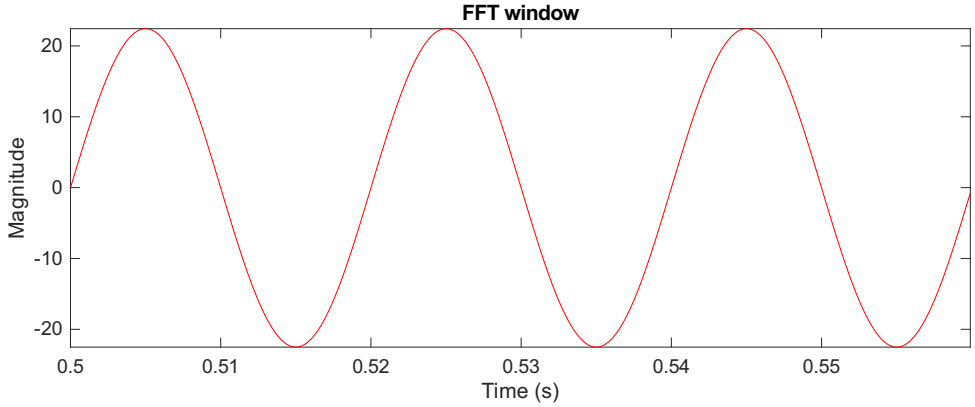


Figure 5.27 : Signal FFT de courant en DGM

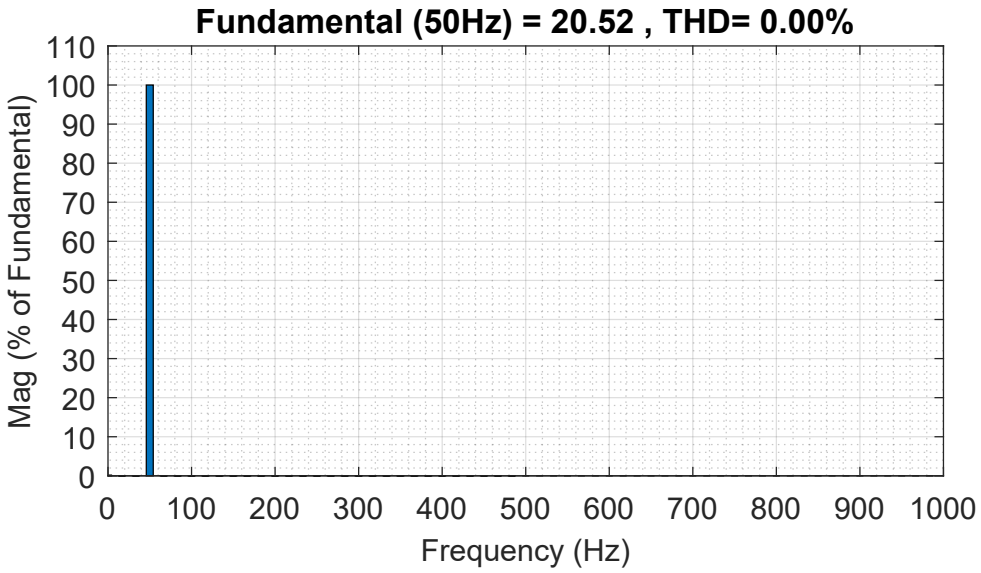


Figure 5.28 : Taux de distorsion harmonique du courant (THD_I) en DGM

L'analyse FFT montre une composante fondamentale à 50 Hz de 20,52 A avec un taux de distorsion harmonique total 0,00 %. Ceci témoigne la qualité des signaux de courant d'un générateur diesel comparé au système PV. Les composantes harmoniques observées sont de l'ordre de 10^{-3} % de la fondamentale, ce qui indique un signal pratiquement sinusoïdal. Cette valeur est largement inférieure à 5 % de la norme IEE 519 pour les BT.

• THD et FFT de tension observés en régime DGM

Les figures 5.29 5.30 nous montre le signal FFT et les harmoniques de tension en fonctionnement DGM.

En analysant les signaux de tension en fonctionnement DGM nous observons une composante fondamentale à 50 Hz de 558,5 A avec un taux de distorsion harmonique total 0,00 %. Nous observons un signal presque sinusoidal les harmoniques observées sont négligeables de l'ordre de 10^{-4} %

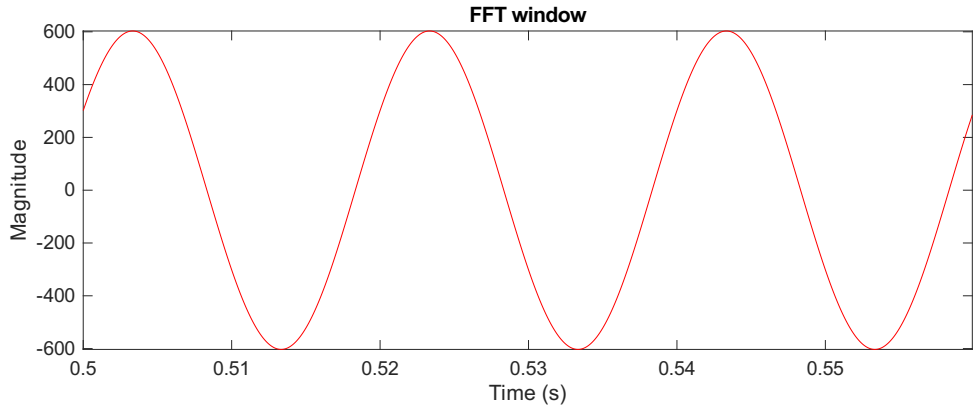


Figure 5.29 : Signal FFT de tension en DGM

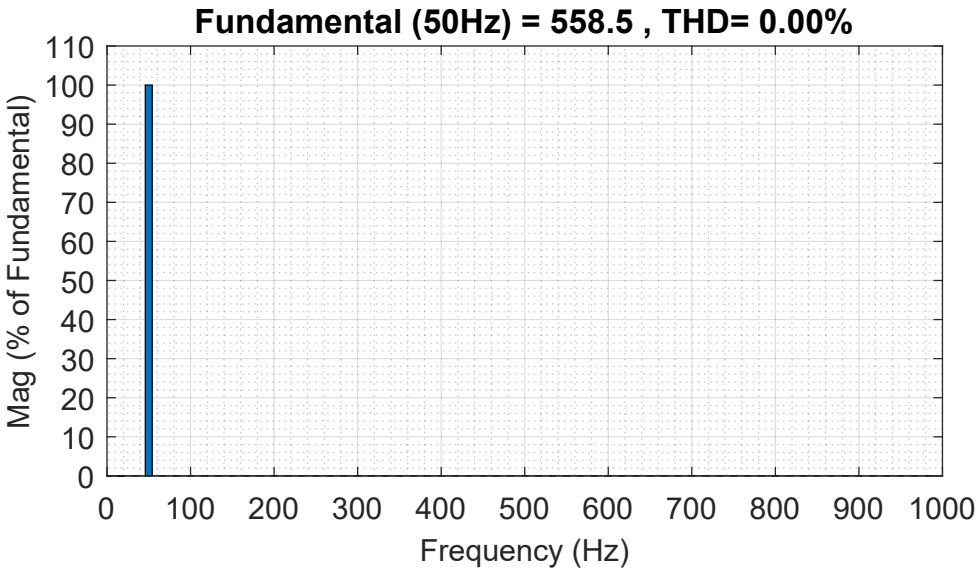


Figure 5.30 : Taux de distorsion harmonique du tension (THD_V) en DGM

Ce résultat confirme que le générateur diesel, modélisé par une machine synchrone, fournit une tension de très haute qualité harmonique, largement conforme aux exigences de la norme IEEE 519. Ce résultat est cohérent avec le fonctionnement d'une machine synchrone qui génère naturellement une tension sinusoïdale, contrairement aux convertisseurs électroniques à modulation PWM. Le fonctionnement en mode DGM respecte largement les exigences de la norme IEEE 519 pour les réseaux basse tension.

5.4 Conclusion

Nous avons ainsi obtenu des harmoniques admissible dans la norme IEEE, ils peuvent encore être réduites avec un dimensionnement optimisé du filtre de sortie ou par un ajustement de la fréquence de découpage. Cependant les THD observées au niveau du générateur diesel sont nuls n'est pas une performance obtenue par la commande. Il résulte du fait que le générateur diesel a été modélisé comme une source idéale.

Conclusion générale et perspectives

Notre étude a porté sur l'optimisation technico-économique d'un système hybride photovoltaïque–diesel destiné à l'alimentation de charges en milieu isolé. L'objectif principal était d'analyser le comportement dynamique du système, d'évaluer ses performances électriques, ainsi que d'identifier une configuration optimale en termes de coût et de qualité de l'énergie.

L'analyse économique, réalisée sur différentes plages de puissance, a permis de mettre en évidence une évolution significative des coûts en fonction du temps. Il ressort que, bien que le système photovoltaïque nécessite un investissement initial plus élevé, il devient plus avantageux sur le long terme. À l'inverse, le générateur diesel, bien que moins coûteux à l'installation, engendre des dépenses d'exploitation importantes liées principalement au carburant et à la maintenance, ce qui conduit à une augmentation progressive du coût global du système.

L'étude a permis d'identifier une configuration optimale caractérisée par une pénétration de 85 % de la source photovoltaïque et 15 % du générateur diesel. Cette combinaison offre un compromis pertinent entre performance économique, continuité de service et réduction des coûts d'exploitation.

La modélisation et la simulation du système sous *MATLAB/Simulink* ont permis de valider les performances dynamiques du système hybride. Les résultats obtenus montrent un bon comportement global, notamment en régime permanent, où les grandeurs électriques sont équilibrées et stables. L'analyse harmonique a révélé une réduction significative du taux de distorsion harmonique (THD), avec des valeurs proches des limites imposées par la norme IEEE, ce qui atteste de la qualité de l'énergie produite.

L'intégration de l'algorithme adaptatif *WZA-LLMS* a joué un rôle déterminant dans l'amélioration des performances du système, en contribuant efficacement à la réduction des harmoniques. De plus, les filtres utilisés ont permis d'atteindre des niveaux de qualité conformes aux exigences attendues.

Cependant, l'étude met également en évidence certaines limites. Une différence notable subsiste entre les performances observées en mode SAM et en mode DGM, notamment en termes de qualité du signal et de contenu harmonique. Le mode DGM présente encore un niveau de distorsion plus élevé, traduisant la nécessité d'améliorer les stratégies de commande et de filtrage associées à cette source.

En termes de perspectives, plusieurs axes d'amélioration peuvent être envisagés. Il serait pertinent d'optimiser davantage les techniques de commande afin de réduire le THD en mode DGM et d'atteindre des performances comparables à celles du mode SAM. L'intégration de stratégies de synchronisation plus avancées, ainsi que l'amélioration des filtres actifs ou passifs, pourrait également contribuer à améliorer la qualité de l'énergie. Des méthodes de dimensionnement basées sur la fiabilité, telles que le LPSP ou le LLP, pourraient être intégrées afin d'améliorer la précision du dimensionnement du système hybride. De plus, une analyse probabiliste de la continuité de service permettrait d'évaluer plus rigoureusement le risque de perte d'alimentation sur l'ensemble de la durée de vie du micro-réseau. Ces approches contribueraient à renforcer la robustesse et la fiabilité des résultats obtenus.

Enfin, cette étude montre que les systèmes hybrides PV–diesel représentent une solution efficace pour l'électrification des zones isolées, en combinant viabilité économique, réduction des émissions de CO_2 et amélioration de la qualité de l'énergie, tout en contribuant aux objectifs de développement durable.

Références

[1] V. Narayanan and B. Singh, "Solar pv array-bes integrated ac microgrid with seamless transition to dg set," in *2020 IEEE 5th International Conference on Computing Communication and Automation (ICCCA)*, 2020, pp. 167–171.

[2] U. N. F. C. on Climate Change (UNFCCC). (2023) Summary of global climate action at cop 28. Consulté le 09 avril 2024. [Online]. Available: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Summary_GCA_COP28.pdf

[3] E. et Changement climatique Canada. (2023) Le canada et les États-unis réitèrent leur volonté de hausser leur ambition à l'égard du climat et de la nature. Consulté le 24 novembre 2025. [Online]. Available: https://www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/nouvelles/2023/12/le-canada-et-les-etats-unis-reiterent-leur-volonte-de-hausser-leur-ambition-a-\\legard-du-climat-et-de-la-nature.html

[4] G. du Canada. (2024) Centre canadien d'information sur l'énergie – Électricité. Consulté le 28 mars 2024. [Online]. Available: https://information-energie.canada.ca/fr/sujets/electricite

[5] N. T. E. Initiative, "Reporting on actions under the 2030 energy strategy," Government of Northwest Territories, Tech. Rep., 2023, energy Strategy Report 2022–2023, consulté le 24 novembre 2025. [Online]. Available: file:///mnt/data/climate_change_annual_report_2023_en.pdf

[6] W. Fyfe, M. Powell, B. Hart, and B. Ratanasthien, "A global crisis: Energy in the future," *Nonrenewable Resources*, vol. 2, no. 3, pp. 187–196, 1993.

[7] F. Dawson and S. Dewan, "Remote diesel generator with photovoltaic cogeneration," *Solar'89*, pp. 269–274, 1989.

[8] C. Ghenai, T. Salameh, A. Merabet, and A. K. Hamid, "Modeling and optimization of hybrid solar-diesel-battery power system," in *2017 7th International Conference on Modeling, Simulation, and Applied Optimization (ICMSAO)*. IEEE, 2017, pp. 1–5.

[9] M. Elhadidy and S. Shaahid, "Optimal sizing of battery storage for hybrid (wind+ diesel) power systems," *Renewable Energy*, vol. 18, no. 1, pp. 77–86, 1999.

[10] E. Nfah, J. Ngundam, and R. Tchinda, "Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north cameroon," *Renewable Energy*, vol. 32, no. 5, pp. 832–844, 2007.

[11] S. Upadhyay and M. Sharma, "A review on configurations, control and sizing methodologies of hybrid energy systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 38, pp. 47–63, 2014.

[12] L. Stoyanov, G. Notton, and V. Lazarov, "Optimisation des systèmes multi-sources de production d'électricité à énergies renouvelables," *Rvu des Energies Renouvelables*, vol. 10, no. 1, pp. 1–18, 2007.

[13] S. Sinha and S. S. Chandel, "Review of software tools for hybrid renewable energy systems," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 32, pp. 192–205, 2014.

[14] D. B. Tsuanyo, "Approches technico-économiques d'optimisation des systèmes énergétiques décentralisés: cas des systèmes hybrides pv/diesel," *Diesel» université de perpignan via domitia Soutenue le*, vol. 17, 2015.

[15] P. Bajpai and V. Dash, "Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 5, pp. 2926–2939, 2012.

[16] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, and M. Leahy, "A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems," *Applied energy*, vol. 87, no. 4, pp. 1059–1082, 2010.

[17] P. Lilienthal, "Homer® micropower optimization model," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2005.

[18] E. I. Baring-Gould, H. Green, V. A. van Dijk, and J. Manwell, "Hybrid2: The hybrid power system simulation model," National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 1996.

[19] S. A. Klein, "Trnsys-a transient system simulation program." *University of Wisconsin-Madison, Engineering Experiment Station Report*, pp. 38–12, 1988.

[20] S. U. Jennings, D. P. Remmer, and T. L. Pryor, "Use of computer simulation in the raps field," *Renewable Energy*, vol. 5, no. 1–4, pp. 401–408, 1994.

[21] V. Van Dijk and E. Alsema, "Somes version 3.0: a simulation and optimization model for renewable energy systems," *Utrecht Univ. Dept Sci. Technol. Soc. Neth*, 1992.

[22] M. S. Adaramola, S. S. Paul, and O. M. Oyewola, "Assessment of decentralized hybrid pv solar-diesel power system for applications in northern part of nigeria," *Energy for Sustainable Development*, vol. 19, pp. 72–82, 2014.

[23] M. A. Omar, "Techno-economic analysis of pv/diesel/battery hybrid system for rural community electrification: A case study in the northern west bank," *Energy*, vol. 317, p. 134770, 2025.

[24] N. Ninad and D. Turcotte, "Pv utilization analysis for a canadian small arctic pv-diesel hybrid microgrid," in *2020 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. IEEE, 2020, pp. 1–5.

[25] B. K. Das, M. Hasan, and F. Rashid, "Optimal sizing of a grid-independent pv/diesel/pump-hydro hybrid system: A case study in bangladesh," *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 44, p. 100997, 2021.

[26] D. Yamegueu, Y. Azoumah, X. Py, and H. Kottin, "Experimental analysis of a solar pv/diesel hybrid system without storage: Focus on its dynamic behavior," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, no. 1, pp. 267–274, 2013.

[27] Government of the Northwest Territories. (2021) Microgrid stability with intermittent renewable energy penetration analysis. CIMA+ Project Number: S13291A. [Online]. Available: https://www.gov.nt.ca

[28] Wikipédia contributors. (2024) Territoires du nord-ouest. Wikipédia, l'encyclopédie libre. Consulté le 24 juillet 2024. [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Territoires_du_Nord-Ouest

[29] ——. (2024) Colville lake. Wikipédia, l'encyclopédie libre. Consulté le 24 juillet 2024. [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Colville_Lake

[30] The Canadian Encyclopedia contributors. (2024) Territoires du nord-ouest. The Canadian Encyclopedia. Consulté le 24 juillet 2024. [Online]. Available: https://www.thecanadianencyclopedia.ca/fr/article/territoires-du-nord-ouest

[31] Government of Canada. (2024) Retscreen clean energy management software. Consulté le 16 juillet 2024. [Online]. Available: https://www.nrcan.gc.ca/energy-efficiency/energy-efficiency-industry/energy-management-tools/retscreen/7465

[32] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, "Temperature dependent photovoltaic (pv) efficiency and its effect on pv production in the world–a review," *Energy procedia*, vol. 33, pp. 311–321, 2013.

[33] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, "On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations," *Solar energy*, vol. 83, no. 5, pp. 614–624, 2009.

[34] T. Bano and K. Rao, "The effect of solar pv module price and capital cost on the levelized electricity cost of the solar pv power plant in the context of india," in *2016 Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE)*, 2016, pp. 1–6.

[35] C. E. R. Commission, "Determination of benchmark capital cost norm for solar pv power projects and solar thermal power projects applicable during fy 2015–16," March 31 2015, petition No. SM/005/2015 (Suo-Motu). [Online]. Available: https://cercind.gov.in/2015/orders/SO5.pdf

[36] Canada Energy Regulator, "Canada's Energy Future 2020: Energy Supply and Demand Projections to 2050," Canada Energy Regulator, Calgary, Canada, Tech. Rep., 2020. [Online]. Available: https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/canada-energy-future/2020/canada-energy-futures-2020.pdf

[37] C. Baldus-Jeursen, Y. Poissant, and W. Johnston, "National survey report of pv power applications in."

[38] M. Woodhouse, R. Jones-Albertus, D. Feldman, R. Fu, K. Horowitz, D. Chung, D. Jordan, and S. Kurtz, "On the path to sunshot - the role of advancements in solar photovoltaic efficiency, reliability, and costs," EERE Publication and Product Library, Tech. Rep., 05 2016. [Online]. Available: https://www.osti.gov/biblio/1344202

[39] W. E. Waghorne, "Viscosities of electrolyte solutions," *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, vol. 359, no. 1785, pp. 1529–1543, Aug. 2001, consulté le 13 janvier 2026. [Online]. Available: https://www.jstor.org/stable/3066416

[40] J. Song, Y. Wang, and C. C. Wan, "Review of gel-type polymer electrolytes for lithium-ion batteries," *Journal of power sources*, vol. 77, no. 2, pp. 183–197, 1999.

[41] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in natural science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.

[42] S. C. Smith, P. Sen, and B. Kroposki, "Advancement of energy storage devices and applications in electrical power system," in *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. IEEE, 2008, pp. 1–8.

[43] N. Author, "Review of electrical energy storage technologies and systems and of their potential for the uk," *EA Technol*, vol. 1, p. 34, 2004.

[44] International Electrotechnical Commission (IEC), Electrical Energy Storage Project Team, "Electrical energy storage: White paper," International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, Technical report, December 2011, [Accessed 15.05.2014]. [Online]. Available: http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf

[45] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, and V. Efthimiou, "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 13, no. 6-7, pp. 1513–1522, 2009.

[46] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Applied energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015.

[47] BloombergNEF, "Battery pack prices fall as market ramps up with market average at $156/kwh in 2019," https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-withmarket-average-at-156-kwh-in-//2019/, 2019, consulté le 13 janvier 2026.

[48] Government of Northwest Territories, "Rapport annuel sur la taxe sur le carbone 2022–2023," https://www.fin.gov.nt.ca/sites/fin/files/nwt_carbon_tax_report_2022-2023.pdf, 2024, consulté le 05 juillet 2024.

[49] B. Colin, "Relief generating sets; groupes electrogenes de secours," 1998.

[50] A. Thiruvengadam, S. Pradhan, P. Thiruvengadam, M. Besch, D. Carder, and O. Delgado, "Heavy-duty vehicle diesel engine efficiency evaluation and energy audit," Center for Alternative Fuels, Engines & Emissions (CAFEE), West Virginia University, Morgantown, West Virginia, USA, Final Report, Oct. 2014. [Online]. Available: https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/HDV_engine-efficiency-eval_WVU-rpt_oct2014.pdf

[51] M. Rezkallah, "Amélioration de la qualité d'énergie fournie au réseau autonome hybride éolien-diesel," Ph.D. dissertation, École de technologie supérieure, 2010.

[52] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and S. Pekarek, *Analysis of electric machinery and drive systems*. Wiley Online Library, 2002, vol. 2.

[53] IEEE, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Std. IEEE Std 421.5-1992, 1992.

[54] S. A. Mahmoud, M. M. Alsari, E. I. Reda, and R. M. Alhammadi, "Matlab modeling and simulation of photovoltaic modules," in *2012 IEEE 55th International Midwest Symposium on Circuits and Systems (MWSCAS)*. IEEE, 2012, pp. 786–789.

[55] D. Thakur, *Power management strategies for a wind energy source in an isolated microgrid and grid connected system*. The University of Western Ontario (Canada), 2015.

[56] W. Zhou, H. Yang, and Z. Fang, "Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar–wind power generation system," *Renewable Energy*, vol. 33, no. 6, pp. 1413–1423, 2008.

[57] J. Enslin, M. Wolf, D. Snyman, and W. Swiegers, "Integrated photovoltaic maximum power point tracking converter," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 44, no. 6, pp. 769–773, 1997.

[58] M. A. Elgendy, B. Zahawi, and D. J. Atkinson, "Comparison of directly connected and constant voltage controlled photovoltaic pumping systems," *IEEE transactions on sustainable energy*, vol. 1, no. 3, pp. 184–192, 2010.

[59] M. Mimouni, M. Mansouri, B. Benghanem, and M. Annabi, "Vectorial command of an asynchronous motor fed by a photovoltaic generator," *Renewable Energy*, vol. 29, no. 3, pp. 433–442, 2004.

[60] S. Yuvarajan, D. Yu, and S. Xu, "A novel power converter for photovoltaic applications," *Journal of power sources*, vol. 135, no. 1-2, pp. 327–331, 2004.

[61] V. Salas, E. Olías, A. Barrado, and A. Lazaro, "Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems," *Solar energy materials and solar cells*, vol. 90, no. 11, pp. 1555–1578, 2006.

[62] A. Pandey, N. Dasgupta, and A. K. Mukerjee, "High-performance algorithms for drift avoidance and fast tracking in solar mppt system," *IEEE Transactions on Energy conversion*, vol. 23, no. 2, pp. 681–689, 2008.

[63] K. Hussein, I. Muta, T. Hoshino, and M. Osakada, "Maximum photovoltaic power tracking: an algorithm for rapidly changing atmospheric conditions," *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, no. 1, pp. 59–64, 1995.

[64] A. Safari and S. Mekhilef, "Simulation and hardware implementation of incremental conductance mppt with direct control method using cuk converter," *IEEE transactions on industrial electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1154–1161, 2010.

[65] B. N. Alajmi, K. H. Ahmed, S. J. Finney, and B. W. Williams, "A maximum power point tracking technique for partially shaded photovoltaic systems in microgrids," *IEEE transactions on Industrial Electronics*, vol. 60, no. 4, pp. 1596–1606, 2011.

[66] K. Ishaque, Z. Salam, M. Amjad, and S. Mekhilef, “An improved particle swarm optimization (pso)–based mppt for pv with reduced steady-state oscillation,” *IEEE transactions on Power Electronics*, vol. 27, no. 8, pp. 3627–3638, 2012.

Annexe A - Fichier de calcul des coûts

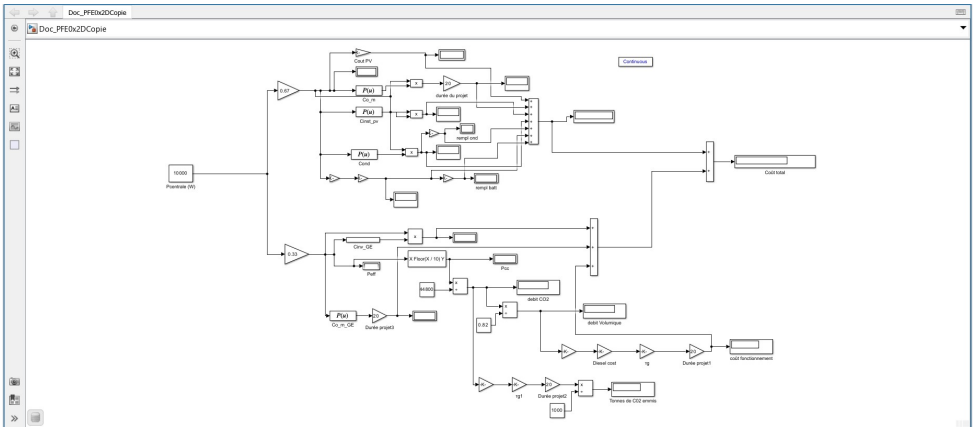


FIGURE A.1 : Fichier Simulink des fonctions coûts

Annexe B - Paramètres du PV

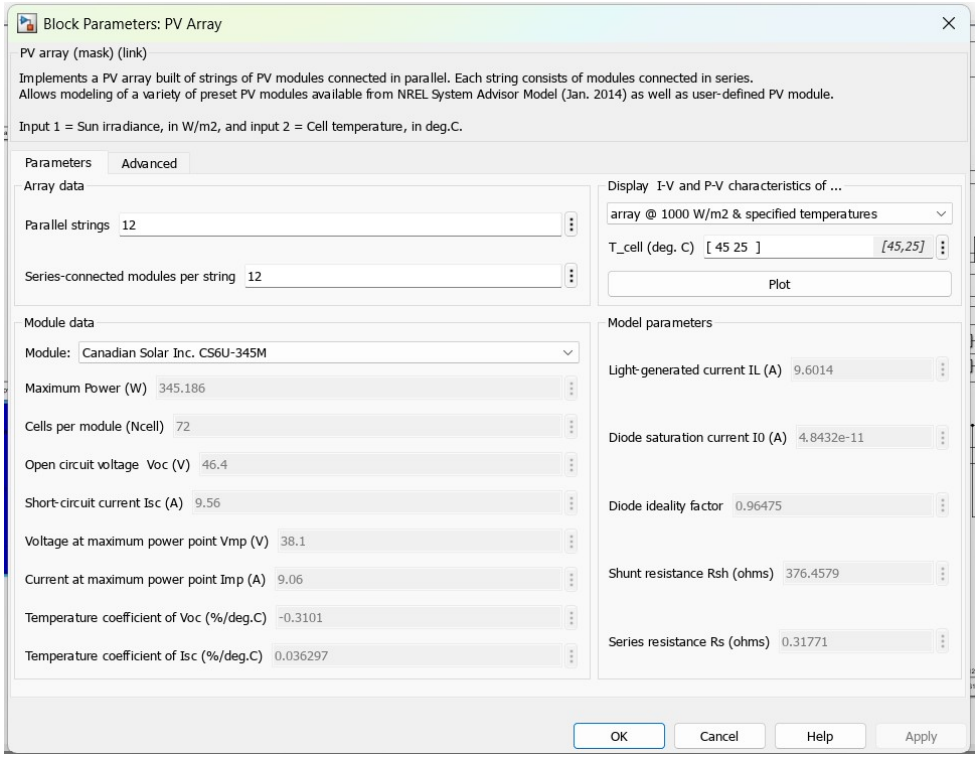


FIGURE B.1 : Paramètres PV

Annexe C - Contrôle du Solid Transfer Switch (STS)

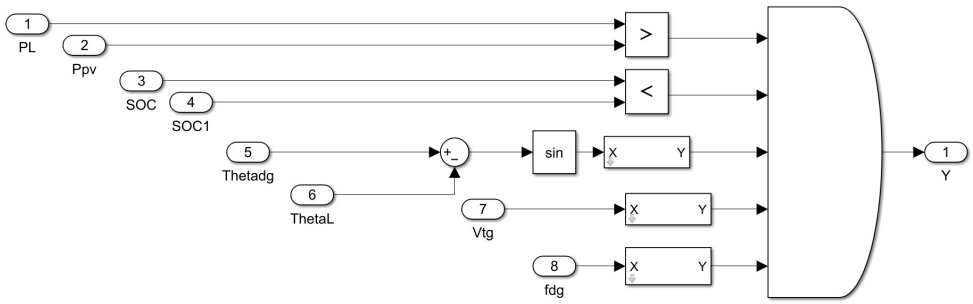


FIGURE C.1 : Control STS

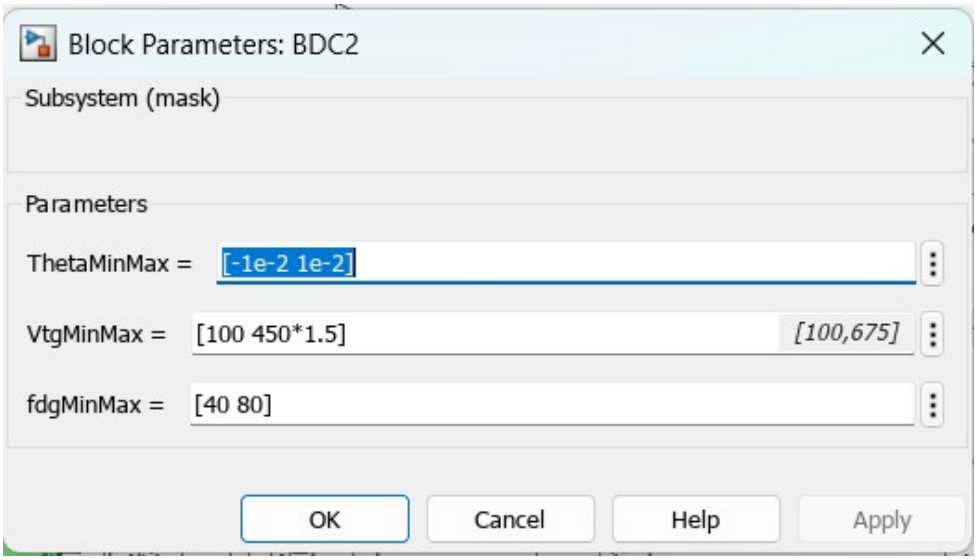


FIGURE C.2 : Paramètres STS

Annexe D - Algorithme P&O

PVtestep1 ▸ MATLAB Function1

```
function D = Mppt_PaO(vpv,ipv)
dint=0.4;%rapport cyclique initial
dmin=0.4;%rapport cyclique minimal
dmax=0.5;%rapport cyclique maximal
delta=1e-12;%pas d'evolution du rapport cyclique
p=0;%puissance
%variables a stocker
persistent vold pold dold
if isempty(vold)
    vold=0;
    pold=0;
    dold=dint;
end
p=vpv*ipv;
dp=p-pold;
dv=vpv-vold;
%verfier que la variation de puissance est positive
if dp~=0
    if dp>0
        if dv>0
            D=dold+delta;
        else
            D=dold-delta
        end
    else
        if dv>0
            D=dold-delta;
        else
            D=dold+delta
        end
    end
else
    D=dold;
end
if D>=dmax
    D=dmax;
elseif D<dmin
    D=dmin;
end
dold=D;
vold=vpv;
pold=p;
```

FIGURE D.1 : Algorithme MPPT

Annexe E - Contrôle DGM/SAM

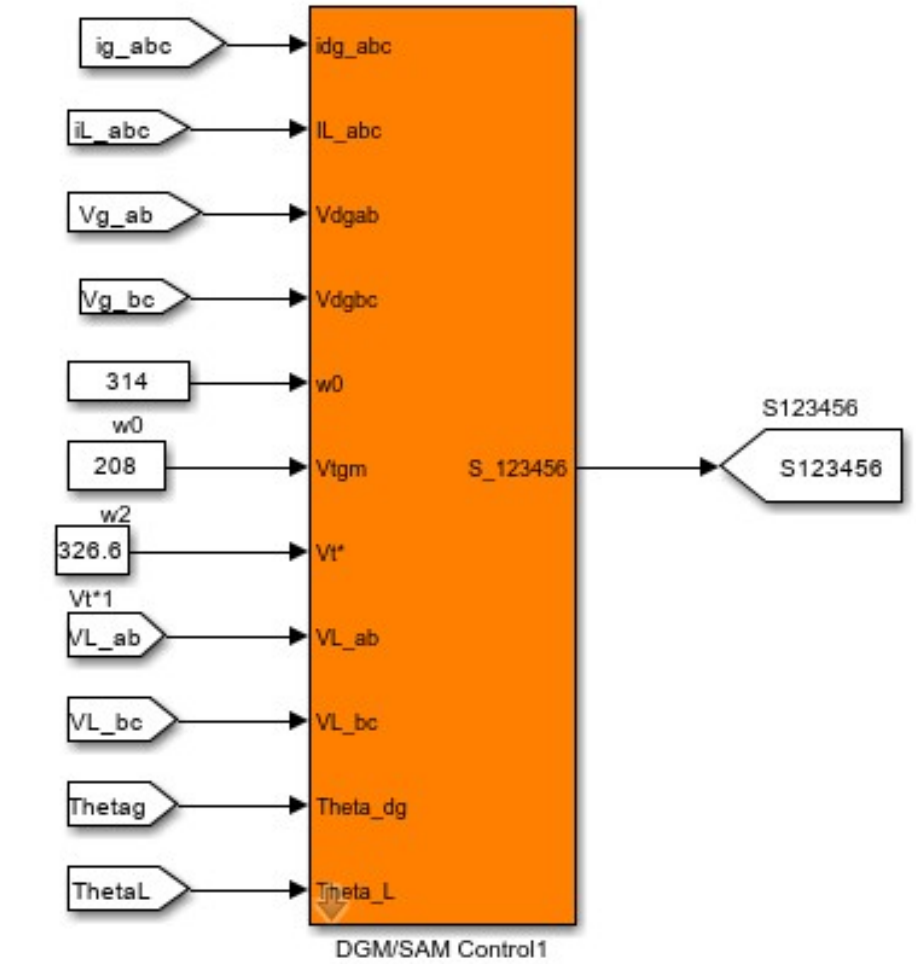


FIGURE E.1 : Contrôle DGM/SAM(externe)

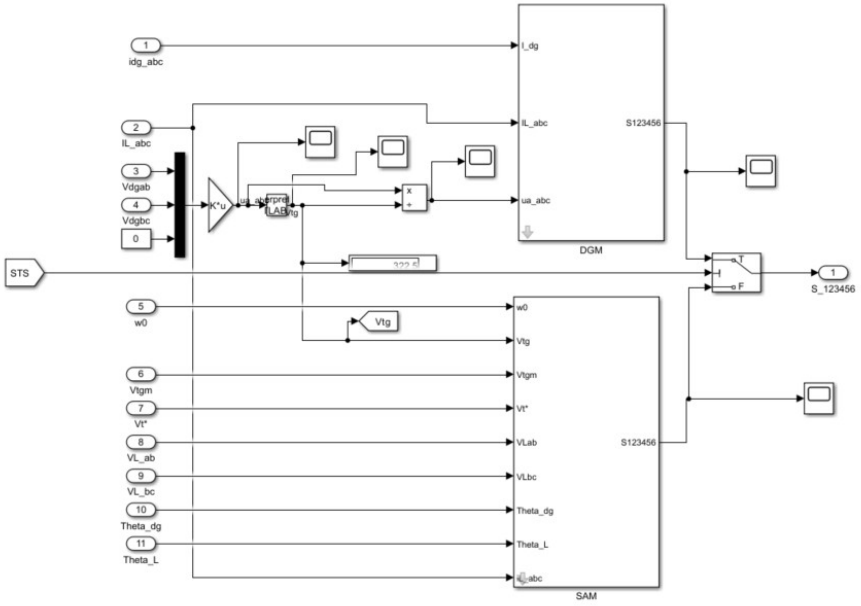


FIGURE E.2 : Contrôle DGM/SAM(interne)

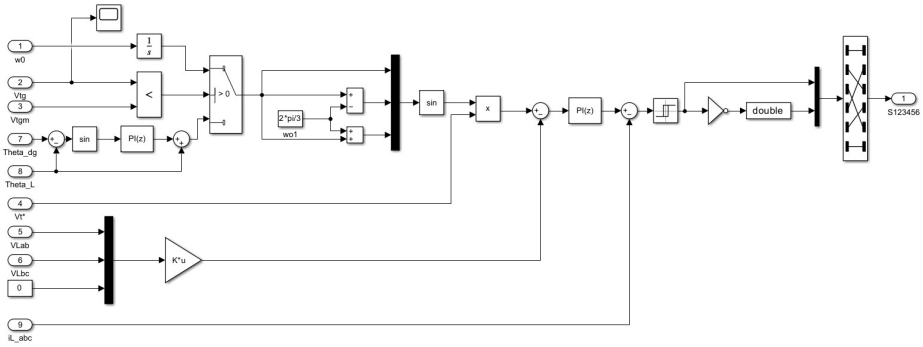


FIGURE E.3 : Contrôleur en SAM

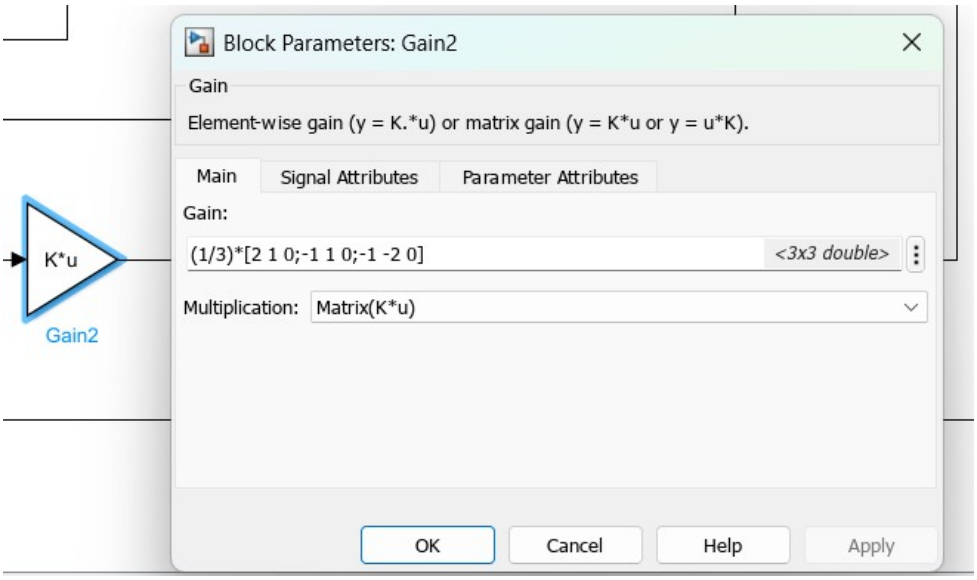


FIGURE E.4 : Paramètres gain

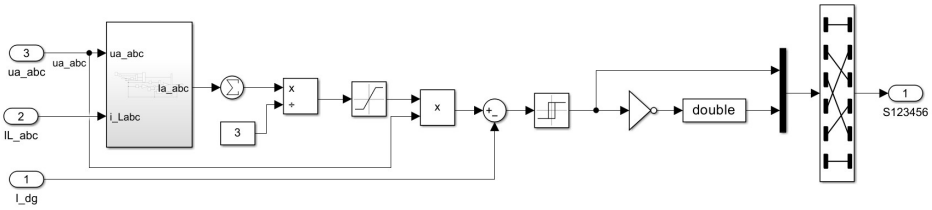


FIGURE E.5 : Contrôleur en DGM

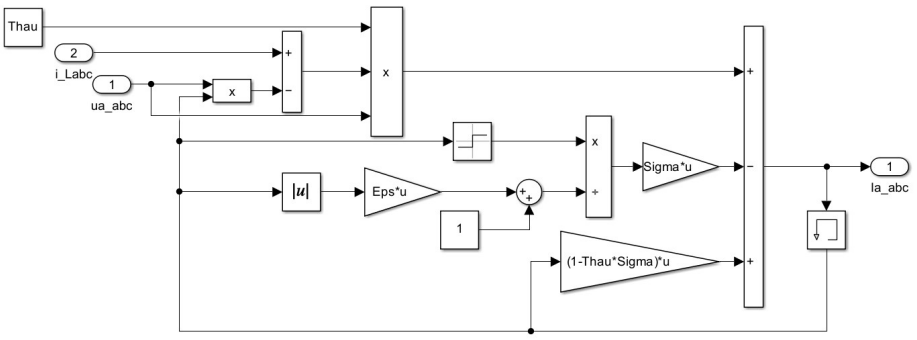


FIGURE E.6 : Contrôleur en DGM (modèle mathématique)

Annexe F - Normes IEE 519

Tableau F.1 : Limites du taux de distorsion harmonique de la tension selon IEEE 519-2014

Niveau de tension au PCC	**THD tension max.**	**Harmonique individuelle max.**
$V \leq 1$ kV	5 %	3 %
1 kV $< V \leq 69$ kV	5 %	3 %
69 kV $< V \leq 161$ kV	2,5 %	1,5 %
$V > 161$ kV	1,5 %	1 %

Annexe G - Paramètres des différents régulateurs

Tableau G.1 : Paramètres du modèle hybride PV–DG–Batterie sous Simulink

Sous-système	**Paramètre**	**Valeur**
DGM (Diesel Generator Model)		
DGM	τ	0.015
DGM	σ	0.0001
DGM	Δ	2×10^{-3}
DGM	ε	10
DGM	$I_{dg}^{\min / \max}$	[-15 15] A
DGM	ε_{hyst_on}	$[10^{-3}\ 10^{-3}\ 10^{-3}]$
DGM	ε_{hyst_off}	$[10^{-3}\ 10^{-3}\ 10^{-3}]$
SAM (Synchronisation & Control)		
SAM	$K_{p,V}$	[0.5 0.5 0.5]
SAM	$K_{i,V}$	[0.1 0.1 0.1]
SAM	$K_{p,\theta}$	5
SAM	$K_{i,\theta}$	0.5
SAM	ε_{hyst_on}	$[10^{-3}\ 10^{-3}\ 10^{-3}]$
SAM	ε_{hyst_off}	$[10^{-3}\ 10^{-3}\ 10^{-3}]$
Branche RLC (Charge)		
RLC	Résistance R	1 Ω
RLC	Inductance L	6×10^{-2} H
BDC Control (Boost DC/DC)		
BDC	$K_{p,d}$	1
BDC	$K_{i,d}$	4500
BDC	$K_{p,b}$	1
BDC	$K_{i,b}$	4500
BDC	Fréquence PWM	25 kHz
Batterie Lithium-Ion		
Batterie	Tension nominale	630 V
Batterie	Capacité nominale	30 Ah
Batterie	SOC initial	100 %
Batterie	Temps de réponse	30 s