



**Optimisation de la recharge des véhicules électriques (VÉ) dans les sites hors
réseau**

Par

Hervé Tenesso Mefeuya

**Mémoire présenté à l'Université du Québec à Chicoutimi en vue de l'obtention du
grade de Maîtrise ès sciences appliquées (M. Sc. A.) en ingénierie**

Jury :

M. Stephan Brettschneider – UQAC (Direction de recherche)

M. Patrick Déry – Cégep de Jonquière (Membre du comité de recherche)

M. Issouf Fofana – UQAC (Membre externe au projet)

Québec, Canada

© Hervé Tenesso Mefeuya, 2025

RÉSUMÉ

Ce mémoire porte sur l'optimisation de la recharge des véhicules électriques (VE) dans les sites hors réseau, notamment dans les pourvoiries québécoises, en exploitant les surplus d'énergie solaire. Face à l'augmentation de la demande de recharge de VE et à la dépendance persistante aux génératrices diesel dans les sites isolés, ce travail propose une approche intégrée et durable. La méthodologie s'appuie sur la modélisation technico-économique avec HOMER Pro pour simuler différentes configurations hybrides (photovoltaïque, onduleur, batterie, génératrice), combinée à une validation électrique avec ETAP. Trois pourvoiries types ont été analysées. Les résultats montrent que l'intégration de bornes de recharge dynamique, couplée à un surdimensionnement stratégique des systèmes photovoltaïques, permet de maximiser l'utilisation locale de l'énergie renouvelable, de réduire les coûts énergétiques, la consommation de carburant et les émissions de gaz à effet de serre. Pour deux des trois pourvoiries, un scénario optimal a pu être identifié, alliant performance technique, rentabilité économique et impact environnemental positif. En revanche, la troisième pourvoirie ne présentait pas de potentiel d'optimisation significatif, soulignant l'importance d'adapter chaque solution au profil énergétique spécifique du site. Ce mémoire propose ainsi une méthode reproductible et adaptable pour accompagner la transition énergétique des sites isolés, tout en favorisant l'électrification des transports en milieu rural.

ABSTRACT

This thesis focuses on optimizing the charging of electric vehicles (EVs) in off-grid locations, particularly within Québec's outfitter sites, by leveraging surplus solar energy. In response to the growing demand for EV charging and the continued reliance on diesel generators in remote areas, this work proposes an integrated and sustainable approach. The methodology combines techno-economic modeling using HOMER Pro to simulate various hybrid configurations (photovoltaics, inverter, battery, generator) with electrical validation through ETAP. Three representative outfitter sites were analyzed. The results show that integrating dynamic charging stations, coupled with a strategic oversizing of photovoltaic systems, maximizes local use of renewable energy, reduces energy costs, fuel consumption, and greenhouse gas emissions. For two of the three sites, an optimal scenario was identified, combining technical performance, economic viability, and positive environmental impact. In contrast, the third site showed no significant optimization potential, highlighting the need to tailor each solution to the site's specific energy profile. This thesis thus proposes a reproducible and adaptable method to support the energy transition of remote locations while promoting the electrification of transportation in rural areas.

TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	i
ABSTRACT	ii
TABLE DES MATIÈRES	iii
LISTE DES TABLEAUX	v
LISTE DES FIGURES	vi
REMERCIEMENTS	x
AVANT-PROPOS	xi
CHAPITRE 1	1
INTRODUCTION GÉNÉRALE	1
1.1 MISE EN CONTEXTE	1
1.2 PROBLÉMATIQUE	3
1.3 OBJECTIFS	3
1.4 ORIGINALITÉ	4
1.5 MÉTHODOLOGIE	4
1.6 STRUCTURE DU MÉMOIRE	5
CHAPITRE 2	6
REVUE DE LA LITTÉRATURE	6
2.1 INTRODUCTION	6
2.2. REVUE DES FONDEMENTS TECHNOLOGIQUES ET PRINCIPES DE BASE	6
2.2.1 NORMES PERTINENTES POUR LA RECHARGE DES VE	7
2.2.2 TYPE DE CONSIGNE POUR LA RECHARGE DES VE - FIXE OU DYNAMIQUE	8
2.2.3 NIVEAUX DE RECHARGE DES VE	11
2.2.3.1 NIVEAUX 1 : RECHARGE LENTE (120V)	11
2.2.3.2 NIVEAUX 2 : RECHARGE ACCÉLÉRÉE (208-240V)	12
2.2.3.3 RECHARGE EN CC	12
2.2.4 FONCTIONNEMENT D'UNE BORNE DE RECHARGE DANS UN MICRO-RESEAU À PUISSANCE VARIABLE	13
2.3 REVUE DES AVANCÉES RÉCENTES ET RECHERCHES EN COURS	14
2.3.1 GESTION INTELLIGENTE DE LA RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES À CONSIGNE DE PUISSANCE VARIABLE	14
2.3.2 RECHARGE AUTONOME DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES À PARTIR DE SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES HORS RÉSEAU	16
CHAPITRE 3	18
MÉTHODOLOGIE	18
3.1 DEFINITION DU SCENARIO DE BASE ET EXPLORATION DES CONFIGURATIONS DE RÉFÉRENCE AVEC HOMER PRO	22
3.2 PLAN DE SIMULATION ET VARIATION DES PARAMETRES DANS HOMER PRO	27
3.3 EXPORTATION ET ANALYSE DES RESULTATS DE HOMER PRO DANS EXCEL	28
3.4 IDENTIFICATION DU CAS OPTIMAL ET ANALYSE DES RÉSULTATS	30
3.5 VALIDATION TECHNIQUE DES SCÉNARIOS OPTIMAUX AVEC ETAP	31
3.6 LIMITES DE L'UTILISATION DU CONTRÔLEUR DE CHARGE THERMIQUE (TLC) DANS HOMER Pro	32

CHAPITRE 4	34
DISCUSSION DES RÉSULTATS	34
4.1 RÉSULTATS DE SIMULATION DES POURVOIRIES A, B, ET C AVEC HOMER PRO ET EXCEL	34
4.1.1 POURVOIRIE A	35
4.1.1.1 ASPECT TECHNIQUE	45
4.1.1.2 ASPECT ÉCONOMIQUE.....	45
4.1.1.3 ASPECT ENVIRONNEMENTAL	46
4.1.2 POURVOIRIE B	48
4.1.2.1 ASPECT TECHNIQUE	50
4.1.2.2 ASPECT ÉCONOMIQUE.....	51
4.1.2.3 ASPECT ENVIRONNEMENTAL	51
4.1.3 POURVOIRIE C	53
4.1.3.1 ASPECT TECHNIQUE	55
4.1.3.2 ASPECT ÉCONOMIQUE.....	55
4.1.3.3 ASPECT ENVIRONNEMENTAL	56
4.2 REPRÉSENTATIONS DES PROFILS DES CAS OPTIMAUX DES POURVOIRIES A, B, C	57
4.3 RÉSULTATS DES SIMULATIONS DE LA POURVOIRIE A AVEC ETAP	59
4.3.1 MODÉLISATION DU SYSTÈME HYBRIDE DANS ETAP	60
4.3.2 RÉSULTATS D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE ET CHUTES DE TENSION.....	61
4.3.2.1 PARTIE CA	61
4.3.2.1.1 CHOIX DES CÂBLES CA (NORME CSA).....	65
4.3.2.2 PARTIE CC	67
4.3.2.2.1 CHOIX DES CÂBLES CC (NORME CSA)	69
4.4 POTENTIEL DE TRANSPOSITION VERS D'AUTRES SITES ISOLÉS	71
CHAPITRE 5	72
CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	72
5.1 CONCLUSION	72
5.2 RECOMMANDATIONS.....	73
5.3 LISTE DES CONTRIBUTIONS SCIENTIFIQUES ET DISTINCTIONS OBTENUES DANS LE CADRE DE CE PROJET DE MAÎTRISE.....	75
LISTE DE RÉFÉRENCES	76
ANNEXES	80

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU 1 : COMPARAISON DES TYPES DE CONNECTEURS ET CARACTÉRISTIQUES DE CHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES [23]	13
TABLEAU 2 : DONNÉES D'ENTRÉE POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL HOMER PRO	22
TABLEAU 3 : EXEMPLE DE PROFIL DE CHARGE	24
TABLEAU 4 : CRITÈRES D'OPTIMISATION DANS HOMER PRO [38]	26
TABLEAU 5 : PARAMÈTRES TECHNIQUES ET NOMBRE DE SIMULATIONS EFFECTUEES POUR CHAQUE POURVOIRIE	28
TABLEAU 6 : PARAMÈTRES DE BASE ET NOMBRE DE SIMULATIONS EFFECTUÉES POUR CHAQUE POURVOIRIE	35
TABLEAU 7 : RESUMÉ DES RÉSULTATS DE LA POURVOIRIE A EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE, DE L'ONDULEUR ET DE LEURS IMPACTS ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX	47
TABLEAU 8 : RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DES POURVOIRIES B EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE, DE L'ONDULEUR ET DE LEURS IMPACTS ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX	52
TABLEAU 9 : RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DE LA POURVOIRIE C EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE, DE L'ONDULEUR ET DE LEURS IMPACTS ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX	57
TABLEAU 10 : TENSIONS SIMULÉES AUX DIFFÉRENTES BARRES CA ET CHUTES DE TENSION ASSOCIÉES	64
TABLEAU 11 : CARACTÉRISTIQUES DES CÂBLES AC SÉLECTIONNÉS SELON LA NORME CSA	66
TABLEAU 12 : CARACTÉRISTIQUES DES CÂBLES CC ENTRE SOURCES D'ÉNERGIE ET BUS COMMUN	70

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 : PILOTAGE ÉNERGÉTIQUE APPLIQUÉ À UN VE AVEC VALEUR DE CONSIGNE STATIQUE [18].....	9
FIGURE 2 : PILOTAGE ÉNERGÉTIQUE APPLIQUÉ À UN VE AVEC VALEUR DE CONSIGNE DYNAMIQUE [18].	11
FIGURE 3 : SYSTÈME DE RECHARGE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC LE SYSTÈME DE STOCKAGE PAR BATTERIE [35].....	17
FIGURE 4 : SCHÉMA SYNOPTIQUE DU SYSTÈME HYBRIDE AVEC GESTION DU SURPLUS ÉNERGÉTIQUE VERS UNE BORNE DE RECHARGE DES VÉ (NIVEAU 2).	18
FIGURE 5 : SCHÉMA MÉTHODOLOGIQUE DÉTAILLÉ SUIVI DANS LE PROJET	21
FIGURE 6 : RECHERCHE DU COÛT GLOBAL MINIMUM PAR HOMER PRO SELON LES CONFIGURATIONS DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE	25
FIGURE 7 : PROFIL JOURNALIER DU SURPLUS D'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 KW) ENTRE JUIN ET OCTOBRE	30
FIGURE 8 : ÉNERGIE SOLAIRE EXCÉDENTAIRE ACCESSIBLE SELON LA CAPACITÉ DES BORNES (KWH).....	36
FIGURE 9 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 KW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DU PV DE 10 A 20 KW, GÉNÉRATRICE 5 KW, ONDULEUR 5 KW, BATTERIE 10 KWH.	37
FIGURE 10 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 KW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DU PV DE 10 A 20 KW, GÉNÉRATRICE 20 KW, ONDULEUR 20 KW, BATTERIE 20 KWH.....	37
FIGURE 11 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 KW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DE LA GÉNÉRATRICE DE 5 A 20 KW, PV 5 KW, ONDULEUR 5 KW, BATTERIE 10 KWH	38
FIGURE 12 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 KW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DE LA GÉNÉRATRICE DE 5 A 20 KW, PV 25 KW, ONDULEUR 20 KW, BATTERIE 10 KWH	38
FIGURE 13 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 KW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR DE 5 A 20 KW, GÉNÉRATRICE 5 KW, PV 10 KW, BATTERIE 10 KWH.....	39
FIGURE 14 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 KW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR DE 5 A 20 KW, GÉNÉRATRICE 20 KW, PV 25 KW, BATTERIE 20 KWH.....	39
FIGURE 15 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 KW) AVEC VARIATION DE LA CAPACITÉ DE LA BATTERIE DE 10 A 20 KWH, GÉNÉRATRICE 5 KW, ONDULEUR 5 KW, PV 10 KW	40
FIGURE 16 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 KW) AVEC VARIATION DE LA CAPACITÉ DE LA BATTERIE DE 10 A 20 KWH, GÉNÉRATRICE 20 KW, ONDULEUR 20 KW, PV 25 KW	40
FIGURE 17 : MODÉLISATION D'UN CAS DE MICRO-RÉSEAU DE LA POURVOIRIE A AVEC LE LOGICIEL HOMER PRO	41
FIGURE 18 : ÉVOLUTION DU COÛT COMBINÉ ET DU COÛT DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE LA POURVOIRIE A EN FONCTION DE LA VARIATION DE LA PUISSANCE DU PV AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1, 4-7,2 KW)	42
FIGURE 19 : SURPLUS D'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR (KW) AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 KW)	43
FIGURE 20 : ÉVOLUTION DU COÛT COMBINÉ ET DU COÛT DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE LA POURVOIRIE A EN FONCTION DE LA VARIATION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1, 4-7,2 KW)	44
FIGURE 21 : SURPLUS D'ÉNERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE (KW) AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 KW).	44

FIGURE 22 : MODÉLISATION D'UN CAS DE MICRO-RÉSEAU DE LA POURVOIRIE B AVEC LE LOGICIEL HOMER PRO	48
FIGURE 23 : ÉVOLUTION DU COÛT COMBINÉ ET DU COÛT DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE LA POURVOIRIE B EN FONCTION DE LA VARIATION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1, 4-7,2 KW)	49
FIGURE 24 : SURPLUS D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE (KW) AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 KW)	50
FIGURE 25 : MODÉLISATION D'UN CAS DE MICRO-RÉSEAU DE LA POURVOIRIE C AVEC LE LOGICIEL HOMER PRO	53
FIGURE 26 : ÉVOLUTION DU COÛT COMBINÉ ET DU COÛT DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE LA POURVOIRIE C EN FONCTION DE LA VARIATION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1, 4-7,2 KW).....	54
FIGURE 27 : SURPLUS D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR (KW) AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 KW)	55
FIGURE 28 : PROFILS MENSUELS DES SURPLUS DISPONIBLES POUR LES CAS OPTIMAUX DES POURVOIRIES A, B, C	58
FIGURE 29 : PROFILS JOURNALIERS DES SURPLUS DISPONIBLES POUR LES CAS OPTIMAUX DES POURVOIRIES A, B, C	58
FIGURE 30 : PROFILS DU KILOMÉTRAGE MOYENNE JOURNALIÈRE A PARCOURIR PAR LES VE CALCULÉS SELON LES CAS OPTIMAUX DES POURVOIRIES A, B, C	59
FIGURE 31 : RÉSULTATS D'ANALYSE D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE EN CA AVEC LE LOGICIEL ETAP	62
FIGURE 32 : RÉSULTATS D'ANALYSE D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE EN CC AVEC LE LOGICIEL ETAP	68

LISTE DES ABRÉVIATIONS

CA : Courant alternatif

CAPEX : Capital Expenditure (Dépenses d'investissement en capital)

CC : Courant continu

EnR : Énergie renouvelable

ETAP : Electrical Transient Analyzer Program

GES : Gaz à effet de serre

HOMER Pro: Hybrid Optimization Model for Electric Renewables

LCOE: Levelized Cost of Energy (Coût actualisé de l'énergie)

MPPT: Maximum Power Point Tracking

NPC: Net Present Cost (Coût actualisé net)

O&M : Operation and Maintenance (Exploitation et maintenance)

PV : Photovoltaïque

SOC : State of Charge (État de charge)

VE : Véhicule électrique

LISTE DES UNITÉS ET SYMBOLES

\$: Dollar canadien

% : Pourcentage

°C : Degré Celsius

Ah : Ampère-heure

CO₂ : Dioxyde de carbone

h: Heure

kV : Kilovolt

kVA: Kilovoltampère

kW: Kilowatt

kWh: Kilowattheure

L : Litre

tCO₂ : Tonne de dioxyde de carbone

V : Volt

REMERCIEMENTS

Mes remerciements s'adressent en particulier à mon directeur de recherche Monsieur Stephan Brettschneider, professeur à l'université du Québec à Chicoutimi (UQAC), pour la confiance qu'il m'a témoignée en acceptant à la direction scientifique pour mes travaux de recherche et pour m'avoir accueilli au sein de son équipe. Je lui suis reconnaissant de m'avoir fait bénéficier tout au long de ce travail de sa grande compétence, de son dynamisme, de sa rigueur intellectuelle et de son efficacité. J'aimerais lui dire à quel point, j'ai apprécié ses qualités de compréhension et d'écoute tout au long de mes études supérieures.

J'adresse mes chaleureux remerciements à mon Co-encadreur Monsieur Patrick Déry, pour son attention de tout instant sur mon projet, pour ses conseils avisés et son écoute pour la bonne réussite de ce projet de recherche. Sa confiance a été un élément moteur pour moi, j'ai eu un grand plaisir de travailler avec lui.

Je remercie vivement Monsieur Issouf Fofana, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'être membre externe de mon projet de mémoire de maîtrise. Je lui exprime mes remerciements pour l'honneur qu'il me fait en participant à ce jury.

Finalement, j'ai l'immense plaisir d'exprimer mes remerciements à tout ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce projet, qui ont accepté de consacrer leur temps et qui n'ont pas hésité de me montrer comment procéder pour le bon déroulement de mon projet de mémoire de maîtrise.

AVANT-PROPOS

Ce mémoire a été rédigé dans le cadre de la maîtrise en ingénierie à l'Université du Québec à Chicoutimi (UQAC). Il s'inscrit dans une démarche de recherche appliquée visant à répondre aux défis énergétiques rencontrés dans les sites isolés du Québec, en particulier les pourvoies hors réseau. À travers une approche combinant la modélisation technico-économique (avec HOMER Pro) et l'analyse électrique (avec ETAP), ce travail explore des solutions novatrices pour intégrer de manière optimale les véhicules électriques dans des environnements non raccordés au réseau public.

Ce projet de recherche a été guidé par une volonté de concilier transition énergétique, autonomie locale et viabilité économique. Il se veut à la fois rigoureux dans sa méthode et ancré dans des réalités de terrain, en collaboration avec des acteurs clés du secteur des pourvoies.

Je tiens à souligner que ce mémoire est le fruit d'un apprentissage continu, d'un accompagnement de qualité, et d'un engagement personnel à contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre par des solutions concrètes, durables et adaptées au contexte québécois.

CHAPITRE 1

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1.1 MISE EN CONTEXTE

En raison des efforts pour diminuer les gaz à effet de serre, on retrouve de plus en plus des véhicules électriques (VE) au Québec. Par conséquent, les pourvoiries font aussi face à ce développement et les utilisateurs demandent aux propriétaires des pourvoiries s'ils peuvent recharger leur VE durant leur séjour. Les pourvoiries se trouvent souvent éloignées dans la nature et un pourcentage important n'est pas relié au réseau d'électricité publique. L'énergie est plutôt générée localement, souvent avec des génératrices au diesel ou à l'essence [1]. Par conséquent, la gestion énergétique devient un défi majeur. Dans les sites hors réseau ayant un système photovoltaïque, l'électricité excédentaire représente une ressource inexploitée qui pourrait être optimisée pour alimenter des équipements supplémentaires, réduire la dépendance aux génératrices diesel et améliorer l'efficacité énergétique. Cette énergie non utilisée, issue des sources renouvelables est souvent perdue faute de moyens adéquats pour la stocker ou la valoriser. Ce projet de maîtrise a pour objectif d'optimiser l'utilisation des surplus d'énergie dans les sites hors réseau. Pour y parvenir, il propose d'optimiser la recharge des véhicules électriques (VE) dans les sites hors réseau en surdimensionnant le système photovoltaïque. Ce système serait directement intégré à l'infrastructure énergétique autonome existante des pourvoiries afin de surproduire efficacement l'énergie solaire excédentaire. L'objectif est d'exploiter les surplus photovoltaïques pour alimenter les bornes de recharge des véhicules électriques, renforçant ainsi la robustesse énergétique sans alourdir les coûts d'exploitation liés à la consommation de carburant et à l'entretien des génératrices.

Ces pourvoiries du Québec, regroupant plus de 600 établissements en opération en 2006, jouent un rôle socio-économique majeur, générant près de 124 millions de dollars de revenus, principalement grâce à la pêche (58,7 %) et à la chasse (19 %) [2]. Leur activité connaît une croissance significative, avec une augmentation de 56 % des revenus depuis 2011, attirant plus de 577 000 visiteurs en 2022, soit une hausse de 35 % par rapport à 2011, et créant environ 2 233 emplois directs [3]. Conscientes des enjeux environnementaux, plusieurs pourvoiries investissent dans la transition énergétique, notamment par l'installation de parcs solaires, pour réduire leur dépendance aux génératrices au diesel, améliorer leur durabilité et répondre à la demande croissante d'une clientèle soucieuse de l'environnement. Par exemple, la pourvoirie de La Doré a investi plus de 400 000 \$ dans un parc solaire produisant 40 kW, couvrant 90 % de ses besoins, avec un retour sur investissement estimé à deux ans, illustrant la volonté du secteur de s'inscrire dans une démarche écologique et économique durable [4]. Ces efforts s'inscrivent dans le cadre plus large de la transition énergétique du Québec, qui vise à augmenter la part des énergies renouvelables et à réduire l'impact des énergies fossiles dans l'industrie touristique et au-delà [5].

Face à ces enjeux, la transition vers des sources d'énergie renouvelable, notamment l'énergie solaire, s'accélère, soutenue par des subventions gouvernementales et des initiatives sectorielles. En 2021, près de 139 projets sur 247 déposés par des pourvoiries incluaient un volet de transition énergétique, visant l'installation de panneaux solaires, l'acquisition d'équipements électriques et l'amélioration de l'efficacité énergétique, avec des retombées positives sur la réduction de l'empreinte carbone, l'attractivité touristique et la rentabilité à moyen terme [1]. Généralement, les systèmes de recharge hors réseau doivent intégrer des solutions de stockage d'énergie, comme les batteries, pour compenser les variations de production des sources renouvelables. Ces systèmes combinés peuvent ainsi

fournir une alimentation électrique stable et fiable aux VE, même en l'absence de réseau électrique conventionnel [6].

1.2 PROBLÉMATIQUE

Les pourvoiries situées hors réseau dépendent souvent majoritairement de génératrices au diesel ou à l'essence pour répondre à leurs besoins énergétiques, ce qui entraîne des coûts d'exploitation élevés et des émissions de gaz à effet de serre. L'introduction de véhicules électriques (VE) dans ces contextes soulève de nouveaux défis : leur recharge repose généralement sur les mêmes génératrices, compromettant ainsi les objectifs de transition énergétique. Par ailleurs, certaines approches envisagent l'utilisation de deux systèmes énergétiques distincts, l'un pour alimenter les infrastructures de la pourvoirie, l'autre pour la recharge des VE. Toutefois, cette solution s'avère problématique : elle complique la gestion technique et logistique, fragmente les investissements et limite l'efficacité globale du système. Cette situation soulève donc une question centrale : comment concevoir un scénario énergétique intégré, cohérent et performant, capable à la fois de répondre aux besoins globaux en électricité, de permettre la recharge des VE, de réduire la dépendance aux carburants fossiles, et d'améliorer la performance technico-économique des pourvoiries hors réseau ?

1.3 OBJECTIFS

L'objectif principal de ce mémoire est d'optimiser la recharge des VE dans les pourvoiries hors réseau en utilisant l'énergie photovoltaïque excédentaire. Les sous-objectifs sont les suivants :

- Analyser les surplus d'énergie disponibles dans les pourvoiries équipées de systèmes solaires photovoltaïques (PV) afin de quantifier leur potentiel pour la recharge des véhicules électriques (VE) et d'optimiser l'intégration des ressources énergétiques renouvelables.

- Déterminer s'il est nécessaire de surdimensionner les panneaux photovoltaïques pour créer davantage de surplus d'énergie.
- Évaluer l'impact des installations de surplus solaires sur l'approvisionnement énergétique des pourvoiries, en considérant à la fois les besoins de charge de base et la recharge des véhicules électriques. Cette analyse inclura également l'évaluation de la rentabilité, des coûts et des émissions de gaz à effet de serre, ainsi qu'une comparaison technico-économique et environnementale avec le cas de référence.

1.4 ORIGINALITÉ

L'originalité de ce mémoire réside dans le développement d'un scénario énergétique intégré pour les pourvoiries hors réseau, qui permet à la fois d'alimenter les infrastructures et de recharger les véhicules électriques (VE) à partir d'un système unique et optimisé. Contrairement aux approches existantes qui reposent sur deux systèmes distincts, l'un pour la pourvoirie et l'autre pour les VE. Cette recherche propose une solution cohérente qui maximise l'utilisation des ressources renouvelables, notamment les surplus solaires, tout en réduisant la dépendance aux génératrices à carburant fossile. En modélisant l'ensemble du système avec HOMER Pro et ETAP, le mémoire évalue les performances techniques, économiques et environnementales de cette approche unifiée, offrant ainsi une alternative novatrice, plus simple à gérer, moins coûteuse, et mieux alignée avec les objectifs de transition énergétique.

1.5 MÉTHODOLOGIE

La méthodologie repose sur la modélisation numérique à l'aide des logiciels HOMER Pro et ETAP. HOMER Pro permet d'optimiser les scénarios énergétiques hybrides intégrant la recharge des véhicules électriques (VE), tandis qu'ETAP est utilisé pour valider les aspects électriques du réseau.

1.6 STRUCTURE DU MÉMOIRE

Ce mémoire est structuré en cinq chapitres :

- Le premier chapitre présente l'introduction générale du projet, en abordant le contexte, la problématique, les objectifs, l'originalité, la méthodologie et la structure du mémoire.
- Le deuxième chapitre propose une revue de la littérature portant sur les fondements technologiques ainsi que les recherches en cours au niveau de la recharge des VE.
- Le troisième chapitre décrit en détail la méthodologie utilisée, fondée sur la modélisation dans HOMER Pro pour l'optimisation technico-économique, complétée par la validation électrique avec ETAP.
- Le quatrième chapitre discute les résultats obtenus pour les trois pourvoiries (A, B et C), en comparant les performances techniques, économiques et environnementales des scénarios avec bornes statiques et dynamiques.
- Enfin, le cinquième chapitre présente les conclusions générales du projet ainsi que des recommandations pour les recherches futures et pour l'amélioration de l'approvisionnement énergétique durable dans les sites isolés.

CHAPITRE 2

REVUE DE LA LITTÉRATURE

2.1 INTRODUCTION

L'intégration des véhicules électriques (VE) dans des contextes énergétiques isolés, comme les pourvoiries hors réseau, soulève de nouveaux défis technologiques et énergétiques. Pour concevoir des solutions de recharge adaptées, il est nécessaire de comprendre les principes techniques qui régissent la recharge des VE, ainsi que les dispositifs et normes qui encadrent leur mise en œuvre. Parallèlement, les recherches récentes ont permis le développement de stratégies plus avancées, telles que la modulation dynamique de la puissance de recharge et l'utilisation de systèmes solaires autonomes combinés à du stockage, afin de maximiser l'efficacité énergétique et l'autonomie des sites. Cette section vise à établir les bases technologiques et scientifiques nécessaires à la modélisation d'une infrastructure de recharge adaptée aux environnements hors réseau, en s'appuyant sur les connaissances établies et les innovations actuelles du domaine.

2.2. REVUE DES FONDEMENTS TECHNOLOGIQUES ET PRINCIPES DE BASE

Avant de procéder à la modélisation numérique de la recharge des véhicules électriques (VE) dans les pourvoiries hors réseau, il est essentiel de bien comprendre les principes technologiques fondamentaux qui régissent ce domaine. Cette section présente une synthèse des éléments normatifs, techniques et fonctionnels indispensables à la conception et à l'intégration d'infrastructures de recharge dans des contextes énergétiques isolés. Elle aborde notamment les normes en vigueur pour la recharge des VE, les différents concepts de gestion de la puissance (consigne fixe et dynamique), les niveaux de recharge selon la tension et la puissance, ainsi que le rôle des bornes intelligentes dans les micro-réseaux à puissance variable. Ces connaissances de base sont importantes pour garantir

la conformité réglementaire, la sécurité des installations, et l'efficacité énergétique des solutions proposées dans ce projet.

2.2.1 NORMES PERTINENTES POUR LA RECHARGE DES VE

Étant donné que ce projet se situe au Canada, les normes applicables au Canada et au Québec sont considérées ici. Sur d'autres continents, d'autres normes sont appliquées, par exemple la norme IEC 61851 en Europe [7, 8] ou les normes GB/T et CHAdeMO en Asie [9]. Toutefois, ces normes internationales ne sont pas traitées dans la présente revue de littérature. En Amérique du Nord, les normes pertinentes pour la recharge des véhicules électriques (VE) reposent principalement sur deux standards : le CCS (Combined Charging System, norme SAE J1772/CCS1) [10] et le NACS (North American Charging Standard, initialement développé par Tesla et désormais adopté par la majorité des constructeurs automobiles pour une transition prévue d'ici 2025) [11] [12]. Le connecteur J1772 demeure la référence pour la recharge en courant alternatif (120 V et 240 V) tandis que le CCS1 est utilisé pour la recharge rapide en courant continu. Le NACS s'impose progressivement comme un standard unique grâce à sa compatibilité accrue et à l'ouverture de son réseau de recharge rapide [13]. Pour les systèmes photovoltaïques (PV) couplés à la recharge des VE, c'est le Code canadien de l'électricité (CSA C22.10-F18, Partie I, Section 64) qui précise les exigences techniques d'interconnexion et de gestion de l'énergie. Ainsi, tous les détails techniques relatifs à l'installation, la sécurité et la compatibilité des bornes de recharge (y compris avec les systèmes PV) sont explicitement reliés et réglementés dans le code électrique nord-américain en vigueur [14]. Les techniques proposées dans ce mémoire s'inscrivent donc dans une approche conforme aux normes IEEE 1547-2018 [15] en matière de sécurité, d'interopérabilité, et de performance énergétique. Les bornes de recharge dynamiques modélisées respectent les plages de puissance compatibles avec les standards nord-américains (1,4 à 7,2 kW pour les niveaux 1 et 2). Pour la recharge rapide en CC,

beaucoup des bornes du Circuit électrique proposent aussi le connecteur et le protocole CHAdeMO [9]. Ce protocole est encore utilisé par certains types de VE (de Nissan, Mitsubishi et Kia), mais il semble de moins en moins répandu sur le marché des VE neuves au Québec. Certaines nouvelles bornes du Circuit électrique proposent maintenant le connecteur de la norme NACS qui a été développée par Tesla [16].

2.2.2 TYPE DE CONSIGNE POUR LA RECHARGE DES VE - FIXE OU DYNAMIQUE

La recharge statique fournit une puissance fixe aux véhicules électriques, sans tenir compte des surplus énergétiques disponibles. À l'inverse, la recharge dynamique ajuste en temps réel la puissance selon l'énergie disponible, ce qui permet une meilleure utilisation locale de l'énergie produite et favorise l'intégration des sources renouvelables. La plage de puissance typique des bornes résidentielles, généralement fixe à 7,2 kW ou dynamique entre 1,4 et 7,2 kW, s'explique par la norme CSA C22.2 No 280, qui régit les installations au Québec et limite les bornes résidentielles standard à 30 A/240 V, soit une puissance maximale de 7,2 kW [17]. La borne fixe délivre donc une puissance constante de 7,2 kW, tandis que la borne dynamique peut moduler la puissance entre 1,4 et 7,2 kW selon la demande ou la gestion du réseau, ce qui favorise l'intégration sécuritaire des véhicules électriques tout en respectant la capacité des installations électriques existantes.

La recharge des véhicules électriques (VE) peut être effectuée avec une gestion de l'énergie basée sur une consigne fixe, appelée approche "statique". Ce système est conçu pour ne pas dépasser une valeur de consigne prédéfinie pour l'ensemble des charges des véhicules, ce qui permet d'éviter tout risque de surcharge ou de déclenchement de l'alimentation principale [18]. Toutefois, c'est le chargeur embarqué à bord du véhicule qui régule activement la demande d'énergie en fonction de l'état de charge de sa batterie et de ses besoins spécifiques, jusqu'à atteindre la puissance maximale disponible de la borne. Autrement dit, la gestion de la recharge est principalement contrôlée par les conditions

internes du véhicule, jusqu'à la limite de la disponibilité maximale d'électricité fournie par la borne [18]. Dans un exemple décrit en [18], un immeuble a une puissance souscrite de 250 kVA. La pointe maximale de la consommation est 150 kVA, il reste donc une puissance de 100 kVA disponible pour d'autres utilisations. Dans un scénario de recharge à consigne statique, cette valeur devient alors la consigne pour la recharge des VE.

La figure 1 présente un pilotage énergétique appliqué à un véhicule électrique avec valeur de consigne statique.

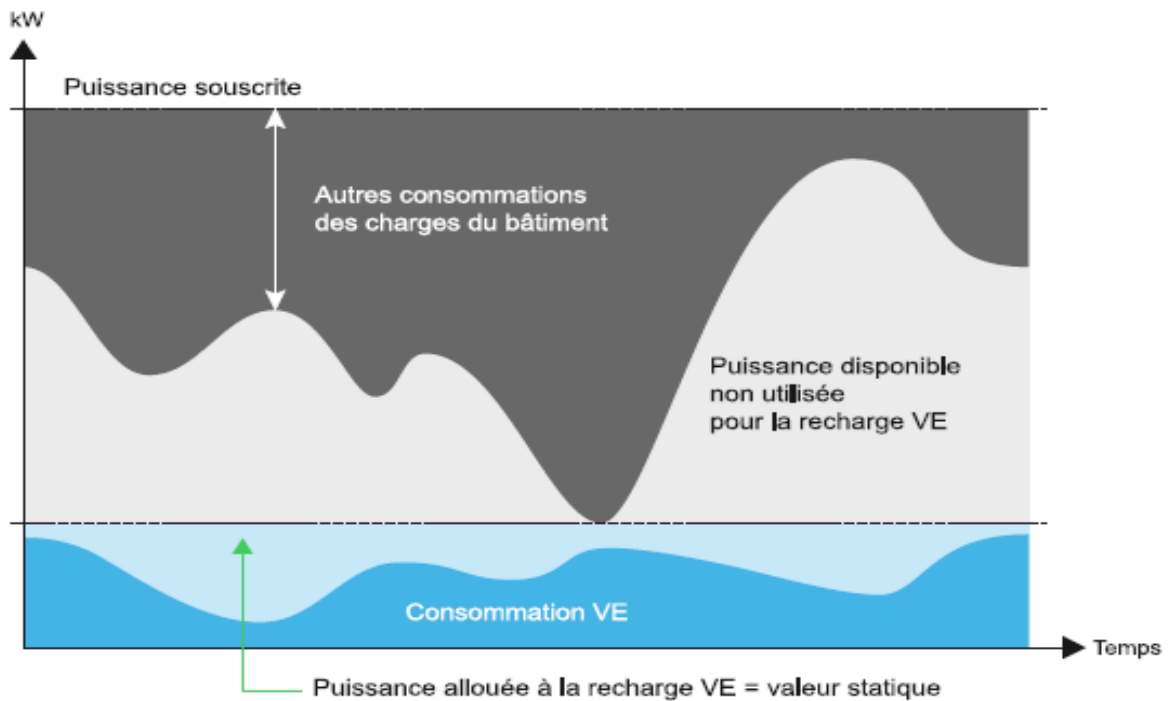


FIGURE 1 : PILOTAGE ÉNERGÉTIQUE APPLIQUÉ À UN VE AVEC VALEUR DE CONSIGNE STATIQUE [18]

La recharge dynamique à consigne variable, illustrée par des solutions avec borne dynamique comme celles de Victron Energy, représente un levier essentiel pour accompagner la transition énergétique [19]. En outre, une stratégie flexible de gestion de l'énergie pour les bornes de recharge pour véhicules électriques utilise des mécanismes de planification et une optimisation évolutive afin d'optimiser les coûts énergétiques et les conditions du réseau pour des heures de recharge pratiques, en tenant compte des tarifs

énergétiques dynamiques et des restrictions d'infrastructure [20]. Ces différentes approches soulignent l'importance d'une gestion efficace de l'énergie pour améliorer les systèmes de recharge des véhicules électriques.

En revenant sur l'exemple d'un immeuble avec une puissance souscrite de 250 kVA [18]. Le système de gestion d'énergie doit veiller à ce que la consommation totale ne dépasse jamais cette capacité, indépendamment de la charge de l'immeuble ou du nombre de véhicules électriques (VE) chargés simultanément. Les bornes de recharge adaptent leur puissance en temps réel en fonction des autres charges de l'immeuble, avec une directive aux VE de répondre aux ajustements de puissance. Lorsque la demande des charges du bâtiment est faible, une plus grande puissance que dans le cas de la recharge statique avec la consigne de 100 kVA peut être allouée à la recharge des VE. Cet avantage est illustré dans la figure 2. Cette gestion dynamique assure une distribution équilibrée de l'énergie, optimise le confort des occupants en évitant les coupures d'alimentation dues à un excès de demande, et aide à maîtriser les coûts énergétiques en alignant la consommation sur les capacités contractées avec le fournisseur d'énergie, garantissant ainsi une utilisation optimale des ressources énergétiques disponibles [18].

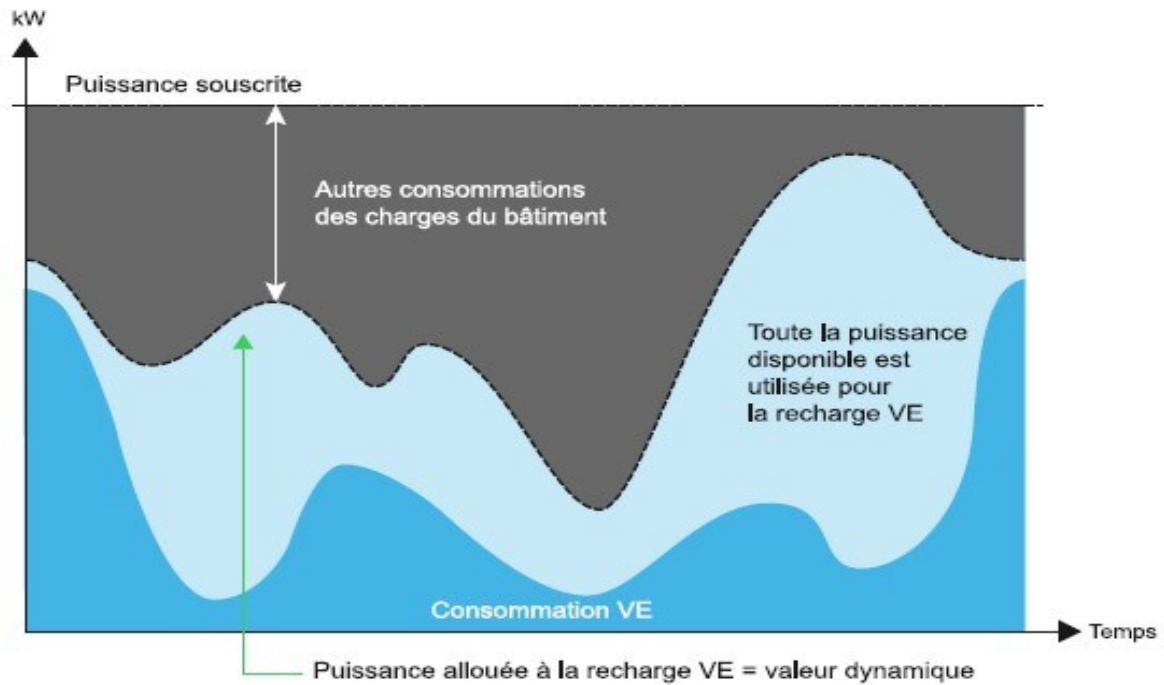


FIGURE 2 : PILOTAGE ÉNERGÉTIQUE APPLIQUÉ À UN VE AVEC VALEUR DE CONSIGNE DYNAMIQUE [18].

2.2.3 NIVEAUX DE RECHARGE DES VE

La recharge des véhicules électriques (VE) est classée en différents niveaux selon la puissance délivrée, le type de courant utilisé (CA ou CC) et la durée nécessaire pour recharger la batterie. Cette classification est essentielle pour comprendre les besoins énergétiques des VE, planifier les infrastructures de recharge et évaluer leur intégration dans des contextes isolés comme les pourvoiries hors réseau. La présente section décrit les trois principaux niveaux de recharge couramment utilisés en Amérique du Nord.

2.2.3.1 NIVEAUX 1 : RECHARGE LENTE (120V)

Le niveau 1 utilise une prise murale standard de 120 volts et est le mode de recharge le plus lent. Il est généralement utilisé pour des recharges à domicile pendant la nuit. Un véhicule électrique peut obtenir environ 8 kilomètres d'autonomie par heure de charge avec ce niveau [21]. Ces caractéristiques sont les suivantes :

- Tension : 120 volts (courant alternatif)

- Puissance de sortie : 1,4 à 1,9 kW

2.2.3.2 NIVEAUX 2 : RECHARGE ACCÉLÉRÉE (208-240V)

Le niveau 2 offre une recharge plus rapide que le niveau 1 et utilise une borne de 240 volts.

Ce type de recharge est également adapté pour une utilisation à domicile ou dans des lieux publics comme les stationnements de centres commerciaux ou les bureaux. Les véhicules peuvent être rechargés beaucoup plus rapidement avec ce niveau, généralement en quelques heures, selon la capacité de la batterie du véhicule [21]. Ces caractéristiques sont les suivants :

- Tension : 208-240 volts (courant alternatif)
- Puissance de sortie : 7,2 à 19,2 kW

2.2.3.3 RECHARGE EN CC

La recharge rapide en courant continu utilise une puissance beaucoup plus élevée pour recharger les véhicules électriques rapidement, souvent en moins d'une heure. Ce type de recharge est idéal pour les longs trajets où les conducteurs ont besoin de recharger rapidement leur véhicule pour continuer leur route. Cependant, tous les véhicules ne sont pas compatibles avec ce niveau de recharge, et il est important de vérifier les spécifications du véhicule avant d'utiliser une borne de recharge rapide en courant continu [22]. Ces caractéristiques sont les suivants :





- Tension : 400-1000 volts (courant continu)
- Puissance de sortie : 50 kW à 350 kW

Bien que la recharge de niveau 1 et de niveau 2 soit largement compatible avec la plupart des véhicules électriques, la compatibilité de la recharge rapide en courant continu (CC) varie. Tous les véhicules électriques ne supportent pas cette recharge, et ceux qui le

font peuvent nécessiter des adaptateurs ou des stations spécifiques en raison de normes de connecteur différentes [23].

Le tableau 1 présente le résumé de la comparaison des types de connecteurs et caractéristique de charge pour véhicules électriques [23].

TABLEAU 1 : COMPARAISON DES TYPES DE CONNECTEURS ET CARACTÉRISTIQUES DE CHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES [23].

	Level 1	Level 2	DC Fast Charging
Connector Type	 J1772	 J1772	   J1772/CCS CHAdeMO Tesla
Voltage	120 V AC	208 - 240 V AC	400 V - 1000 V DC
Typical Power Output	1 kW	7 kW - 19 kW	50 - 350 kW
Estimated PHEV Charge Time from Empty	5 - 6 hours	1 - 2 hours	N/A
Estimated BEV Charge Time from Empty	40 - 50 hours	4 - 10 hours	20 minutes - 1 hour
Estimated Electric Range per Hour of Charging	2 - 5 miles	10 - 20 miles	180 - 240 miles
Typical Locations	Home	Home, Workplace, and Public	Public

2.2.4 FONCTIONNEMENT D'UNE BORNE DE RECHARGE DANS UN MICRO-RESEAU À PUISSANCE VARIABLE

La borne de recharge occupe un rôle clé à l'interface entre le véhicule électrique (VE) et le réseau, particulièrement dans les contextes de micro-réseaux. La borne n'est pas qu'un simple dispositif de commutation, elle intègre des interrupteurs, sectionneurs, éléments de protection et surtout des moyens de communication normalisés, lui permettant d'agir comme

intermédiaire intelligent entre le réseau et le VE. C'est toujours le VE qui détermine la puissance maximale qu'il peut accepter, mais la borne, via ses capacités de communication, peut informer le véhicule des limitations du réseau local et ajuster dynamiquement la puissance délivrée en fonction de la capacité disponible, sans jamais dépasser la limite imposée par le VE [24]. Cette gestion bidirectionnelle ou intelligente permet d'optimiser la recharge, d'assurer la sécurité et de contribuer à l'équilibre du réseau, notamment dans les micro-réseaux ou en présence de surplus d'énergie renouvelable. Les détails techniques de cette interaction, ainsi que les exigences de sécurité et d'intégration, sont explicitement encadrés par les codes électriques et les normes applicables, garantissant la fiabilité et la sécurité de l'ensemble du système [25].

2.3 REVUE DES AVANCÉES RÉCENTES ET RECHERCHES EN COURS

Au cours des dernières années, un certain nombre de recherches ont été consacrées à l'amélioration des infrastructures de recharge des véhicules électriques (VE), particulièrement dans des contextes énergétiques hors réseau. L'évolution des technologies de gestion énergétique, combinée à la montée en puissance des énergies renouvelables, a donné lieu à de nouvelles approches innovantes, telles que la recharge dynamique à consigne variable et les systèmes de recharge autonome basés sur l'énergie solaire. Ces avancées répondent aux défis posés par la variabilité des ressources, la gestion des pointes de demande et l'optimisation des surplus énergétiques.

2.3.1 GESTION INTELLIGENTE DE LA RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES À CONSIGNE DE PUISSANCE VARIABLE

La recharge des véhicules électriques (VE) avec une gestion énergétique basée sur une consigne dynamique implique plusieurs stratégies pour optimiser l'utilisation de l'énergie tout en répondant aux besoins de recharge des véhicules. Cette approche est essentielle pour gérer efficacement les ressources énergétiques, surtout dans les contextes

où plusieurs véhicules sont chargés simultanément. La recharge dynamique des VE permet d'optimiser l'utilisation des sources d'énergie renouvelable, telles que les panneaux photovoltaïques et les éoliennes, en adaptant la demande de recharge en temps réel en fonction de la production disponible et des besoins des véhicules [26]. En outre, la nécessité d'accélérer le déploiement de bornes de recharge dynamique pour véhicules électriques en raison du nombre croissant de véhicules électriques est satisfaite par des solutions de gestion hiérarchique de l'énergie facilitant l'échange d'énergie entre les véhicules électriques connectés [27].

Cette recharge dynamique des véhicules électriques (VE) adapte en temps réel la puissance fournie selon l'énergie effectivement disponible sur le réseau, en particulier les surplus de production photovoltaïque pour ce projet. Cette recharge dynamique des véhicules électriques (VE) consiste à ajuster automatiquement et en temps réel la puissance de charge délivrée à chaque borne selon la capacité électrique restante du site, mesurée par des compteurs intelligents, afin de ne jamais dépasser la puissance maximale autorisée, d'éviter les surcharges du réseau et de répartir équitablement l'énergie entre tous les véhicules connectés ; ce pilotage dynamique s'appuie sur des plateformes logicielles qui surveillent la consommation globale, adaptent la puissance de chaque borne en fonction de la demande des autres appareils électriques du bâtiment, permettent de hiérarchiser les priorités de recharge, optimisent l'autoconsommation d'énergie renouvelable (comme le solaire), et planifient la recharge en tenant compte des tarifs heures pleines/heures creuses [27].

Par ailleurs, la modernisation du réseau électrique intègre divers stratégies, y compris la recharge avec des sources d'énergie renouvelable, mettant en avant des solutions rentables pour les bornes de recharge pour véhicules électriques [28]. Contrairement aux bornes traditionnelles délivrant une puissance constante, cette méthode

permet d'ajuster automatiquement la puissance des bornes en fonction des surplus énergétiques disponibles [29].

2.3.2 RECHARGE AUTONOME DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES À PARTIR DE SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES HORS RÉSEAU

Face aux défis d'électrification des transports dans ces zones éloignées, plusieurs initiatives émergent pour développer des solutions de recharge solaire autonome. Au Québec, le Circuit électrique, en partenariat avec l'entreprise YULtek, a lancé un banc d'essai au Complexe sportif Guimond à Laval, mettant en service un prototype de borne rapide autonome de 50 kW. Alimentée par un champ de panneaux solaire photovoltaïque d'une puissance de 16 kW et un système de batteries issues de véhicules électriques en seconde vie, cette borne vise à offrir un service fiable dans des régions non raccordées au réseau d'Hydro-Québec. Ce système est conçu pour intégrer en plus du système solaire, diverses sources d'alimentation en parallèle, incluant des génératrices, éoliennes ou connexions réseau faibles, ce qui augmente sa résilience en conditions climatiques difficiles [30, 31]. À l'international, des entreprises comme Paired Power et Beam global proposent des stations solaires préconfigurées, mobiles et facilement déployables. Ces unités sont conçues pour une mise en service rapide tout en maximisant la flexibilité d'installation [32, 33].

Afin de mieux comprendre les mécanismes et les performances de ces systèmes, un certain nombre d'études a été réalisé sur la modélisation et la simulation de la recharge dynamique des véhicules électriques en utilisant divers logiciels de modélisation énergétique, tels que Homer Pro et Matlab Simulink [34, 35].

La figure 3 présente un système de recharge photovoltaïque proposé avec le système de stockage par batterie [35].

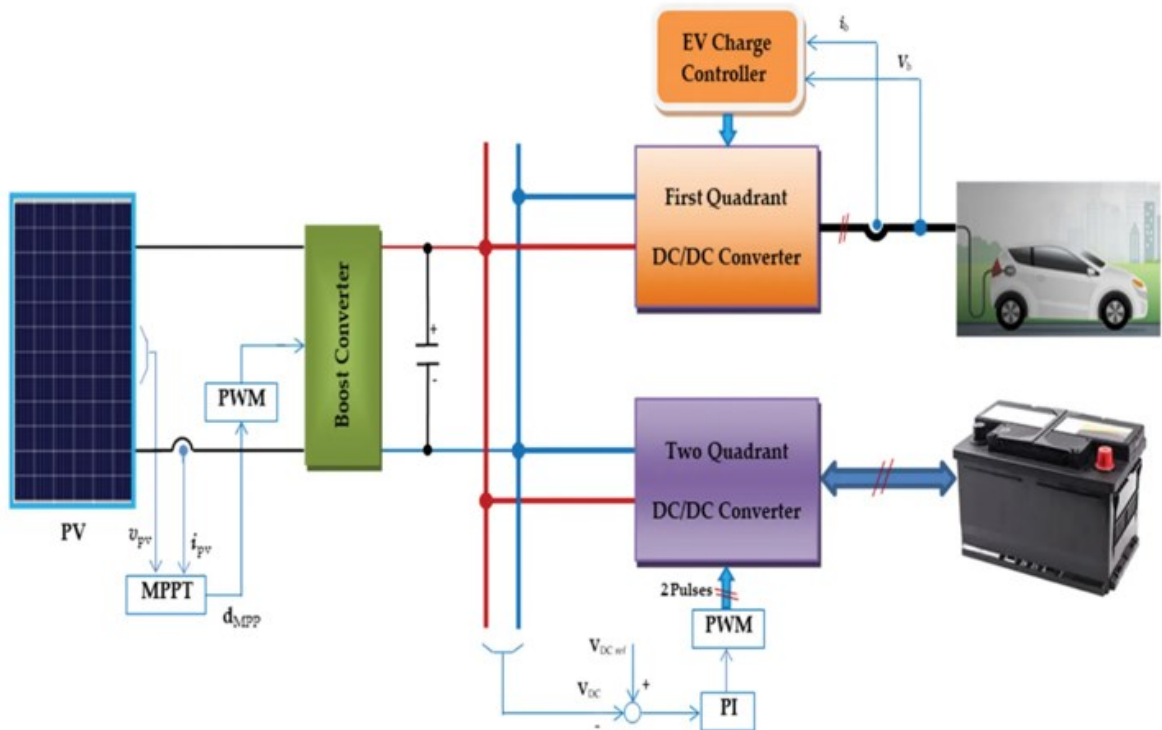


FIGURE 3 : SYSTÈME DE RECHARGE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC LE SYSTÈME DE STOCKAGE PAR BATTERIE [35]

Cependant, ces études se sont souvent concentrées sur des aspects spécifiques, tels que l'optimisation des coûts ou la réduction des émissions de gaz à effet de serre, sans aborder de manière exhaustive l'intégration des différents composants et les interactions dynamiques entre eux [36, 37]. À notre connaissance, lors de la revue bibliographique, aucune recherche a été trouvée qui explore ont exploré de manière intégrée les phénomènes électriques et énergétiques propres aux systèmes de recharge dynamique des VE dans des environnements isolés en exploitant du surplus solaire, où l'absence de connexion au réseau impose une gestion optimisée des ressources renouvelables et du stockage pour assurer une alimentation fiable et efficace.

CHAPITRE 3

MÉTHODOLOGIE

La méthodologie adoptée dans ce projet s'appuie essentiellement sur la modélisation et la simulation numérique des systèmes énergétiques hybrides. Pour ce faire, trois outils principaux sont utilisés : HOMER Pro pour l'analyse technico-économique, Excel pour le traitement et l'analyse des données, et ETAP pour la simulation du comportement électrique du système.

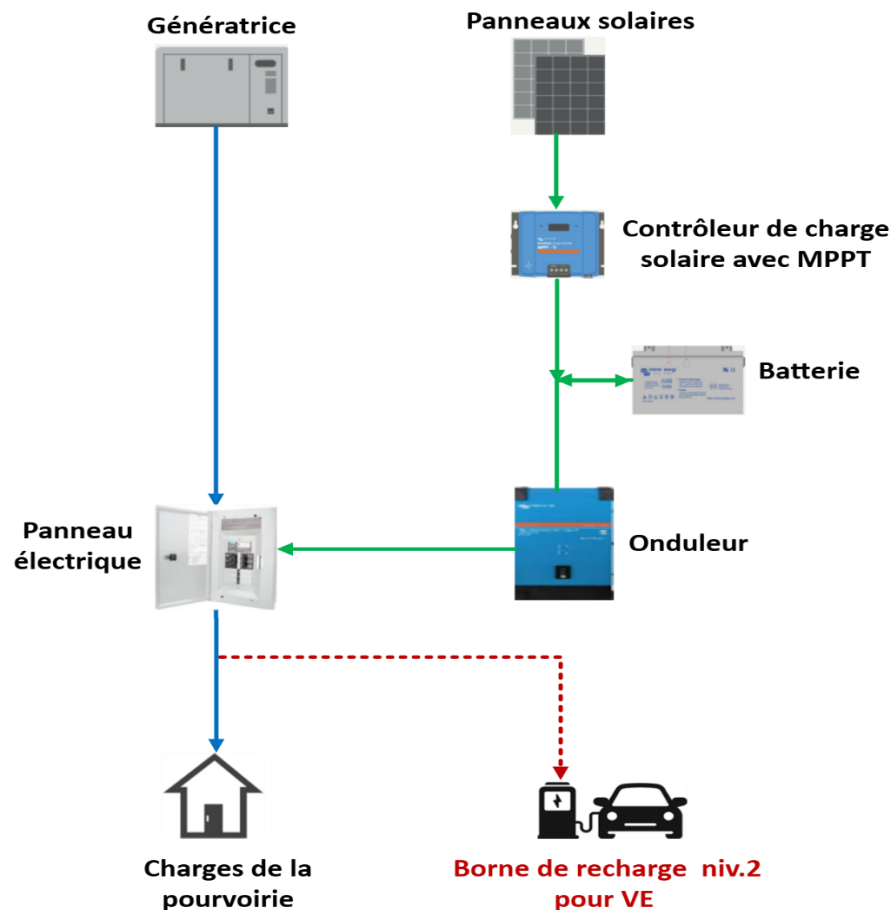


FIGURE 4 : SCHÉMA SYNOPTIQUE DU SYSTÈME HYBRIDE AVEC GESTION DU SURPLUS ÉNERGÉTIQUE VERS UNE BORNE DE RECHARGE DES VÉ (NIVEAU 2).

La figure 4 illustre la configuration générale du système énergétique hybride modélisé dans le cadre de ce projet de recherche, visant à optimiser la recharge des véhicules électriques dans des pourvoiries hors réseau. L'objectif est d'exploiter efficacement les énergies renouvelables disponibles tout en réduisant la dépendance au diesel. Le système est composé des éléments suivants :

- **Génératrice** : Elle représente la source d'énergie d'appoint. Elle fonctionne principalement en période de faible production solaire ou de forte demande. L'énergie produite est dirigée vers le tableau électrique principal.
- **Panneaux photovoltaïques (PV)** : Ils sont la source. L'énergie générée est envoyée au régulateur de charge solaire.
- **Contrôleur de charge solaire MPPT (Maximum PowerPoint Tracking)** : Ce dispositif électronique joue un rôle important dans l'efficacité globale du système. Il permet d'extraire la puissance maximale des panneaux photovoltaïques en ajustant constamment le courant et la tension de fonctionnement pour rester au point de puissance maximale (MPP) du module PV. En effet, le courant et la tension optimale pour produire le maximum d'énergie varient en fonction de l'ensoleillement, de la température et de l'état de charge de la batterie. Le MPPT optimise donc le rendement énergétique, réduit les pertes de conversion et améliore la vitesse de charge de la batterie. Il redirige ensuite cette énergie soit vers la batterie, soit vers l'onduleur, selon les besoins et les capacités du système.
- **Batterie** : stocke l'énergie produite par le PV afin de la redistribuer lorsque la production est insuffisante (la nuit ou lors des périodes nuageuses).
- **Onduleur/Chargeur** : assure la conversion du courant continu (CC) provenant des batteries et des PV en courant alternatif (CA) destiné à l'alimentation des charges,

tout en jouant un rôle central dans la gestion et la coordination des différentes sources d'énergie.

- **Tableau électrique principal** : assure la distribution de l'énergie à l'ensemble des charges.
- **Charges électriques** : on distingue ici deux charges principales :
 - **Le bâtiment (maison)**, alimenté via le tableau électrique (ligne bleue).
 - **La borne de recharge pour véhicules électriques (VE)**, qui est gérée selon une logique de surplus. Elle est représentée par une ligne pointillée rouge, indiquant qu'elle n'est activée que lorsque la puissance disponible (PV ou onduleur) est suffisante.

Le principe de borne dynamique, simulé dans Excel avec les données issues de HOMER Pro, permet de mieux exploiter les surplus solaires.

Enfin, des analyses plus poussées sur le comportement électrique du système (Vérification des chutes de tension et les pertes d'énergie dans les câbles CA et CC, validation des flux de puissance sur l'ensemble du réseau, comparaison des puissances simulées aux puissances théoriques nominales demandées) seront réalisées avec le logiciel ETAP, pour valider la fiabilité et la sécurité de l'installation modélisée.

La figure 5 présente la méthodologie suivie dans ce projet, laquelle se divise en plusieurs étapes clés allant de la collecte des données à la simulation et à l'analyse des résultats du processus global mis en œuvre pour optimiser la recharge des véhicules électriques dans un contexte hors réseau.

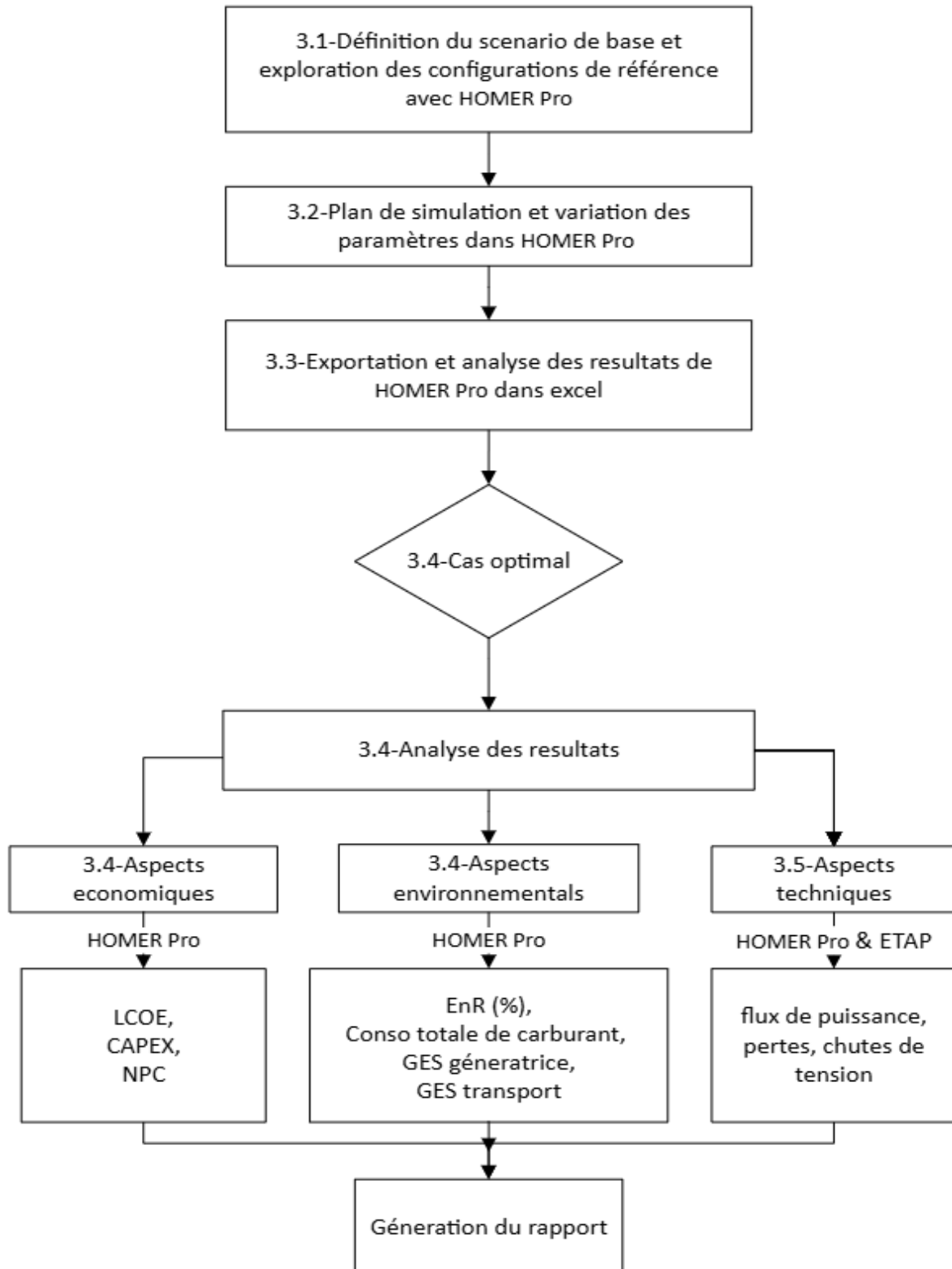


FIGURE 5 : SCHÉMA MÉTHODOLOGIQUE DÉTAILLÉ SUIVI DANS LE PROJET

3.1 DEFINITION DU SCENARIO DE BASE ET EXPLORATION DES CONFIGURATIONS DE RÉFÉRENCE AVEC HOMER PRO

Les simulations réalisées dans ce projet s'appuient sur un ensemble de paramètres techniques et économiques représentatifs des composants d'un système hybride typique pour site isolé. Ces paramètres, détaillés dans le tableau ci-dessous, concernent les principaux éléments du système : panneaux solaires photovoltaïques, batteries de stockage (technologie lithium-ion), convertisseurs (onduleurs/redresseurs) et génératrices diesel. Ils incluent les capacités nominales, les coûts d'achat et de remplacement, les frais de maintenance, les durées de vie, ainsi que d'autres caractéristiques spécifiques telles que le facteur de déclasserement, le rendement des équipements ou encore le coût du carburant. Le tableau 2 constitue les données la base de la modélisation dans HOMER Pro et permettent d'évaluer les performances techniques et économiques des différents scénarios étudiés.

TABLEAU 2 : DONNÉES D'ENTRÉE POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL HOMER PRO

Paramètres	Valeur
Panneaux solaires (PV)	
- Capacité	1 kW
- Coût d'achat / remplacement	2 500 \$/kW
- Coût de maintenance	10 \$/kW/an
- Durée de vie	25 ans
- Facteur de déclasserement	80 %
Batterie (stockage - Li-Ion)	
- Capacité	1 kWh / 167 Ah
- Coût d'achat / remplacement	500 \$/kWh
- Coût de maintenance	10 \$/kWh/an
- Durée de vie	15 ans ou 4800 kWh de débit de stockage
- État de charge initial / minimal	100 % / 20 %
- Tension nominale	6 V

TABLEAU 2 (SUITE) : DONNÉES D'ENTRÉE POUR LA MODÉLISATION DANS LE LOGICIEL HOMER PRO

Paramètres	Valeur
Convertisseur (Onduleur / Chargeur) - Capacité - Coût d'achat / remplacement - Coût de maintenance - Durée de vie - Rendement (Onduleur / Chargeur) - Connexion - Capacité relative du redresseur	1 kW 500 \$/kW 0 \$ 15 ans 95 % / 90 % Parallèle au générateur CA 80 %
Génératrice diesel - Capacité - Coût d'achat / remplacement - Coût de maintenance - Durée de vie - Ratio de charge minimale - Coût du carburant	1 kW 2 000 \$/kW 0.030 \$/hr 15 000 heures 25 % 2 \$/L

Afin de simuler le profil de charge dans HOMER Pro, il est nécessaire de définir la consommation horaire moyenne (en kilowatts) pour chaque mois. Ce profil peut être ajusté en fonction des saisons, des jours de semaine ou des fins de semaine. Dans le cadre de ce projet, les profils de charge utilisés proviennent de véritables données opérationnelles recueillies par les membres du centre TERRE auprès de pourvoiries situées au Québec. Par souci de confidentialité et afin de préserver l'anonymat des sites partenaires, les noms des pourvoiries ont été volontairement omis.

Le tableau 3 intégré dans HOMER a donc été modifié en conséquence comme illustré ci-dessous :

TABLEAU 3 : EXEMPLE DE PROFIL DE CHARGE

Weekdays	Weekends											
Hour	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.070	2.610	1.370	2.400	3.110	0.000	0.000
1	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.080	2.600	1.350	2.410	3.070	0.000	0.000
2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.070	2.640	1.310	2.420	3.050	0.000	0.000
3	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.060	2.740	1.340	2.400	3.040	0.000	0.000
4	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.060	2.640	1.340	2.400	3.040	0.000	0.000
5	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.070	3.110	1.330	2.800	3.090	0.000	0.000
6	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.110	3.360	1.540	2.850	3.470	0.000	0.000
7	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.240	3.320	1.610	2.770	3.490	0.000	0.000
8	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.370	3.080	1.900	2.660	3.570	0.000	0.000
9	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.510	3.380	2.400	3.300	3.850	0.000	0.000
10	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.430	3.390	2.470	3.170	3.650	0.000	0.000
11	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.380	3.290	1.950	2.880	3.520	0.000	0.000
12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.500	3.450	1.600	2.940	3.440	0.000	0.000
13	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.600	3.430	1.740	2.810	3.370	0.000	0.000
14	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.770	3.250	1.360	2.680	3.420	0.000	0.000
15	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.410	3.210	1.060	2.670	3.300	0.000	0.000
16	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.420	3.330	1.080	2.810	3.240	0.000	0.000
17	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.540	3.700	1.450	2.890	3.360	0.000	0.000
18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.410	3.630	1.820	2.590	3.310	0.000	0.000
19	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.410	3.500	1.760	2.490	3.420	0.000	0.000
20	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.410	3.240	1.770	2.270	3.590	0.000	0.000
21	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.390	3.040	1.780	2.090	3.480	0.000	0.000
22	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.240	2.650	1.530	2.000	3.290	0.000	0.000
23	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.070	2.350	0.940	1.950	3.080	0.000	0.000

Chaque pourvoirie est d'abord modélisée à partir d'un scénario de référence défini en fonction de ses besoins énergétiques spécifiques (profil de charge, période d'exploitation, équipement existant). Cette modélisation initiale est réalisée à l'aide du logiciel HOMER Pro, qui utilise des algorithmes internes de simulation et d'optimisation pour explorer des milliers de combinaisons technico-économiques possibles. HOMER prend en compte les caractéristiques techniques des composantes du système (panneaux photovoltaïques, génératrices, onduleurs, batteries) ainsi que les paramètres économiques tels que les coûts d'investissement initiaux, les frais de remplacement, les coûts d'exploitation, de carburant et de maintenance. L'optimisation automatique vise à identifier la configuration qui minimise un critère donné, dans notre cas le coût actualisé de l'énergie (LCOE).

Mathématiquement, HOMER procède par évaluation discrète et comparaison des configurations en calculant le coût global (Net Present Cost) de chaque scénario, ce qui correspond à une approche d'optimisation par recherche de minimum.

Conceptuellement, cela peut être représenté par une courbe de coût en fonction d'un paramètre de conception ($\partial \text{Coût} / \partial x$) (ex. : capacité photovoltaïque ou de stockage). Sur cette courbe, les pentes négatives indiquent une diminution du coût total ($\partial \text{Coût} / \partial x < 0$), la pente nulle ($\partial \text{Coût} / \partial x = 0$) marque le point de coût minimal, et au-delà, la pente devient positive ($\partial \text{Coût} / \partial x > 0$), signalant une augmentation des coûts. HOMER identifie ainsi le point où la dérivée est nulle, c'est-à-dire le minimum du coût total. Selon le critère sélectionné (coût, émissions, fraction renouvelable, etc.), le logiciel applique ce principe pour déterminer le scénario optimal.

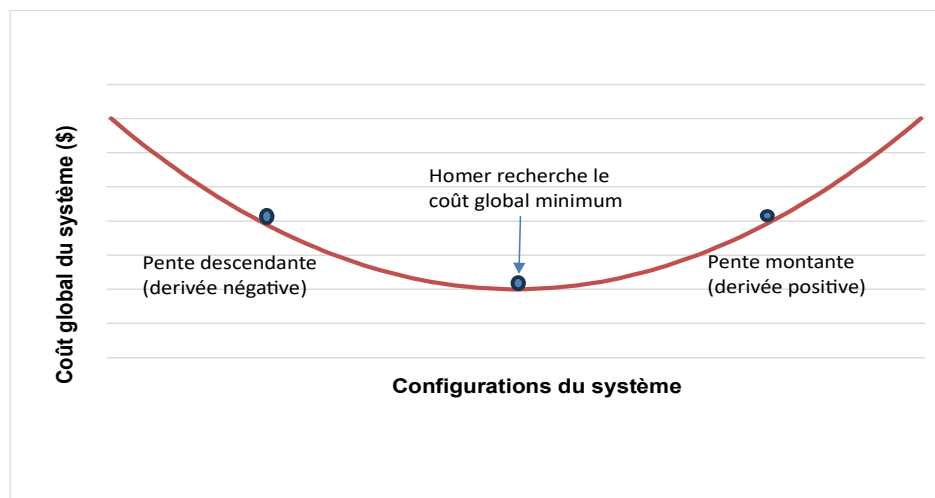


FIGURE 6 : RECHERCHE DU COÛT GLOBAL MINIMUM PAR HOMER PRO SELON LES CONFIGURATIONS DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Le tableau 4 présente quelques critères d'optimisations disponibles dans le logiciel HOMER Pro. Il est possible de faire les optimisations avec Homer selon ces divers critères. Toutefois, dans notre cas, nous utilisons l'optimisation avec Homer Pro seulement en fonction du LCOE (Levelized Cost of Energy)

TABEAU 4 : CRITÈRES D'OPTIMISATION DANS HOMER PRO [38]

Critères d'optimisation	Objectifs d'optimisation	Formules mathématiques et définitions des éléments
Coût total actualisé (NPC)	Minimiser les coûts globaux du système	$NPC = \sum_{t=0}^T \frac{c_t}{(1+r)^t}$ <p>C_t : coût total à l'année t (CAPEX, O&M, carburant, remplacement)</p> <p>r : taux d'actualisation</p> <p>T : durée du projet (années)</p>
Coût actualisé de l'énergie (LCOE)	Minimiser le coût d'énergie	$LCOE = \frac{NPC}{E_{total}}$ <p>NPC : coût cumulé total</p> <p>E_{total} : énergie produite sur T années (kWh)</p>
Taux d'énergie renouvelable EnR (%)	Maximiser la part d'énergie renouvelable	$EnR(\%) = \frac{E_r}{E_t} \times 100$ <p>E_r : énergie produite par PV, éolien, etc.</p> <p>E_t : énergie totale fournie au système</p>
Consommation de carburant	Réduire l'usage des génératrices	$F = F_0 \times Y_{gen} + F_1 \times P_{gen}$ <p>F = taux de consommation de carburant [L/h]</p> <p>F_0 = interception de la courbe de carburant du générateur coefficient [L/h/kW]</p> <p>F_1 = <u>pente de la courbe de carburant de la génératrice</u> [L/h/kW]</p> <p>Y = puissance nominale du générateur [kW]</p> <p>P_{gen} = sortie du générateur dans ce pas de temps [kW]</p>

TABLEAU 4 (SUITE) : CRITÈRES D'OPTIMISATION DANS HOMER PRO [38]

Critères d'optimisation	Objectifs d'optimisation	Formules mathématiques et définitions des éléments
Émissions de GES (gaz à effet de serre)	Réduire les émissions liées au diesel	$GES = Carburant (L) \times Facteur d'émission (kg/L)$
Surplus énergétique utilisé	Valoriser le surplus d'énergie pour la recharge des VE	<p><i>Surplus</i></p> $= E_{Pv \text{ produit}} - E_{charges + stockage}$ <p>Énergie solaire non utilisée par les charges ou les batteries, utilisée pour la recharge des VE.</p>

3.2 PLAN DE SIMULATION ET VARIATION DES PARAMETRES DANS HOMER PRO

Un plan structuré de simulation est élaboré afin de varier les différentes configurations possibles du système énergétique en fonction des paramètres définis dans le scénario de base. Les simulations dans HOMER Pro explorent différents scénarios pour chaque pourvoirie en faisant varier plusieurs paramètres clés : la puissance photovoltaïque (du minimum au maximum défini pour la pourvoirie), la puissance de l'onduleur (dans la même plage) et l'impact des bornes de recharge, en comparant une borne statique de 7,2 kW et une borne dynamique modulable entre 1,4 et 7,2 kW. En tout, 288 simulations distinctes sont réalisées dans les trois pourvoiries pour identifier les configurations les plus performantes en termes de coût total actualisé du système (NPC), coût actualisé de l'énergie (LCOE), taux de pénétration des énergies renouvelables, réduction de la

consommation de carburant et maximisation de l'utilisation des surplus énergétiques pour la recharge des véhicules électriques (VE). Ces critères permettent d'évaluer l'optimisation technico-économique des systèmes hybrides étudiés.

**TABLEAU 5 : PARAMÈTRES TECHNIQUES ET NOMBRE DE SIMULATIONS
EFFECTUEES POUR CHAQUE POURVOIRIE**

Pourvoirie	Puissance PV (kW)	Puissance de l'onduleur (kW)	Puissance de la génératrice (kW)	Puissance de la Batterie (kWh)	Nombre total de simulations effectuées
A	10;15;20;25	5;10;15;20	5;10;15;20	10;15;20;25	256
B	4,5;7,5;10;12,5	2;4;6;8	2	10	16
C	32;45;60;75	10;20;30;40	16	28	16

Des variations systématiques des paramètres critiques tels que la puissance photovoltaïque, la puissance des onduleurs, les capacités des batteries et la taille des génératrices sont effectuées dans Homer Pro. Pour la comparaison finale et vue la durée du projet de maîtrise, nous avons maintenu la capacité de batterie et la taille de génératrice aux valeurs du scénario initial afin de focaliser l'optimisation sur les deux composants (puissance photovoltaïque, la puissance de l'onduleur) ayant la plus forte influence pour la recharge des véhicules électriques (VE).

3.3 EXPORTATION ET ANALYSE DES RESULTATS DE HOMER PRO DANS EXCEL

Les résultats obtenus avec Homer Pro sont ensuite exportés vers Excel pour une analyse approfondie. Le fichier Excel est organisé en plusieurs onglets :

- Onglet "Paramètres" : regroupe les valeurs extraites de HOMER Pro (énergie, coûts, CO₂) et les paramètres personnalisés pour la borne dynamique (plage de puissance, horaires, etc.).

- Onglet "Données brutes" : Regroupe les résultats bruts issus des simulations.
- Onglet "Calculs" : Cet onglet traite les données brutes issues des simulations pour en extraire des indicateurs analytiques, notamment le surplus solaire exploitable. Il applique des conditions basées sur la puissance photovoltaïque instantanée et la capacité maximale de l'onduleur selon la relation suivante :

$$P_{PV,lim}(t) = \begin{cases} P_{inv}, & \text{si } P_{PV}(t) > P_{inv} \\ P_{PV}(t), & \text{si } P_{PV}(t) < P_{inv,max} \end{cases}$$

Où :

$P_{PV}(t)$: Surplus photovoltaïque brut à l'instant t

$P_{inv,max}$: Puissance maximale de l'onduleur

P_{inv} : Puissance de l'onduleur

$P_{PV,lim}(t)$: Surplus photovoltaïque utilisable sous contrainte de l'onduleur à l'instant t

- Onglet "Résultats" : Présente une synthèse des performances énergétiques, économiques et environnemental.
- Onglet "Scénarios" : Compare les différentes configurations pour identifier l'option optimale.

L'analyse dans Excel permet également de modéliser précisément les comportements de deux types de bornes de recharge pour véhicules électriques : statique et dynamique. La borne statique, à puissance fixe (7,2 kW), ne permet la recharge qu'en présence d'un surplus solaire et d'une capacité d'onduleur égale ou supérieure à cette puissance. La borne dynamique ajuste automatiquement sa puissance entre 1,4 kW et 7,2 kW en fonction du surplus solaire disponible et des contraintes d'onduleur, optimisant ainsi l'exploitation des excédents solaires. Des règles logiques basées sur des données horaires issues des simulations Homer Pro ont aussi été implémentées dans Excel pour refléter précisément ces comportements.

Afin d'améliorer la représentativité des simulations, des profils saisonniers ont été considérés dans l'analyse, en tenant compte à la fois des conditions climatiques (irradiance solaire) et de la fréquentation touristique typique de la pourvoirie. À titre d'exemple, la figure

7 illustre le profil journalier du surplus photovoltaïque disponible entre juin et octobre pour la configuration de base (PV = 10 kW, Génératrice = 5 kW, Onduleur = 5 kW, Batterie = 10 kWh). Cette courbe met en évidence la variabilité importante des surplus selon les jours, directement influencée par la météo et l'ensoleillement, ce qui justifie l'usage de bornes de recharge dynamiques pouvant s'adapter à ces fluctuations.

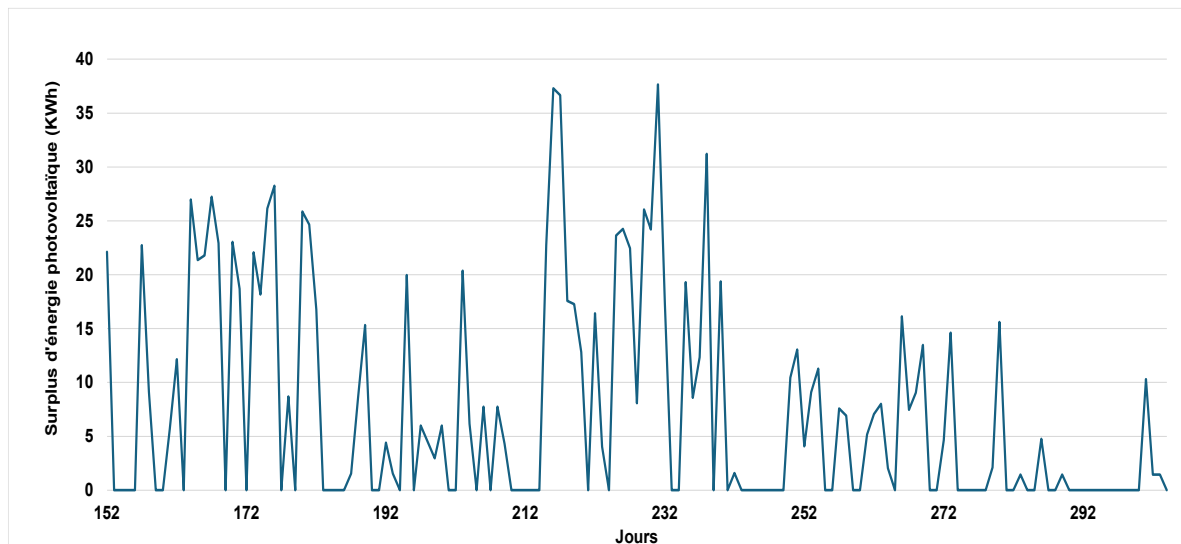


FIGURE 7 : PROFIL JOURNALIER DU SURPLUS D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 KW) ENTRE JUIN ET OCTOBRE

3.4 IDENTIFICATION DU CAS OPTIMAL ET ANALYSE DES RÉSULTATS

L'identification du cas optimal dans cette étape se fait manuellement sur la base des résultats et analyses avec Excel, en utilisant les résultats obtenus avec HOMER Pro. Plus précisément, cette analyse consiste à comparer différents scénarios en s'appuyant sur des critères clés tels que le coût de base de l'énergie (LCOE, en \$/kWh), le coût actualisé net (NPC en \$), le surplus d'énergie disponible (kWh/an), le taux de pénétration des énergies renouvelables (EnR en %), la consommation annuelle de carburant diesel (L/an), ainsi que les réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) issues de la génératrice (kg CO₂eq/L par an) et celles évitées par le transport (kg CO₂eq/an), calculé en fonction des surplus d'énergie utilisés pour la recharge des véhicules électriques dans les pourvoiries.

Le scénario optimal est déterminé en identifiant précisément le point d'intersection entre le coût de base (coût initial du système) et le coût combiné (coût de base auquel s'ajoute le coût des équipements supplémentaires). Ce scénario retenu présente un coût combiné égal au coût du cas de base et offre à la fois un surplus d'énergie élevé, une forte proportion d'EnR, une faible consommation de carburant diesel, ainsi que des réductions significatives des émissions de GES.

Cette méthodologie permet donc une sélection claire, justifiée du cas optimal, intégrant efficacement les dimensions économiques, environnementales et techniques indispensables à l'optimisation de la recharge des véhicules électriques en sites isolés.

3.5 VALIDATION TECHNIQUE DES SCÉNARIOS OPTIMAUX AVEC ETAP

Dans le cadre de ce projet, le logiciel ETAP est utilisé pour compléter les simulations réalisées avec HOMER Pro. En effet, bien que HOMER permette d'optimiser les configurations énergétiques en fonction de critères technico-économiques, il ne permet pas d'intégrer les éléments de câblage ni de réaliser des analyses électriques détaillées. Or, dans un système réel, la mise en œuvre des modules photovoltaïques, des batteries et des équipements de conversion implique l'utilisation de câbles, de jeux de barres, qui doivent être correctement dimensionnés. C'est pourquoi les configurations optimales issues de HOMER sont reprises dans ETAP afin d'évaluer leur comportement électrique. La première étape consiste à modéliser dans ETAP la pourvoirie A étudié en se basant sur le scénario optimal identifié avec HOMER. Les modèles unifilaires sont créés pour représenter les architectures électriques, en incluant le module photovoltaïque, l'onduleur, la batterie, la génératrice, et le pic de charge journalière. À cette base est ajouté la borne de recharge de niveau 2.

Deux types d'analyses sont ensuite réalisés dans ETAP pour la pourvoirie A. La première est l'analyse d'écoulement de puissance en courant alternatif (CA), qui permet de

visualiser la répartition des puissances actives et réactives dans le système, d'évaluer les niveaux de tension aux différents endroits dans le réseau, et de vérifier que les tensions restent dans les marges admissibles recommandées par le Code canadien de l'électricité (généralement ± 5 % de la tension nominale). Cette analyse permet également d'identifier les sections de l'installation susceptibles de subir des surcharges, et donc d'ajuster le dimensionnement des câbles ou la configuration du réseau. La deuxième analyse concerne l'écoulement de puissance en courant continu (CC), utile dans les parties du système où les composants sont interconnectés via des barres CC, comme entre les panneaux photovoltaïques, les contrôleurs de charge et les batteries. Cette analyse permet de vérifier que les puissances transitant en CC sont correctement équilibrées et que les tensions aux bornes des équipements sont compatibles avec leurs spécifications techniques.

3.6 LIMITES DE L'UTILISATION DU CONTRÔLEUR DE CHARGE THERMIQUE (TLC) DANS HOMER Pro

L'intégration du Contrôleur de Charge Thermique (TLC) dans HOMER Pro a été explorée pour modéliser une borne de recharge dynamique exploitant les surplus d'énergie renouvelable. Ce composant, conçu pour convertir l'excédent d'électricité en chaleur, semblait offrir une solution rapide sans modifier l'architecture du logiciel.

Cependant, plusieurs limites ont émergé. Le TLC, avec une capacité fixe (7,2 kW), ne pouvait absorber l'ensemble des surplus énergétiques, entraînant une dissipation incomplète. De plus, HOMER Pro l'interprète comme une charge thermique continue, sans prise en compte des horaires d'ouverture des pourvoiries, nécessitant des ajustements sous Excel et complexifiant l'analyse.

Enfin, l'absence de prise en charge d'une borne de recharge dynamique dans HOMER a empêché la modélisation réaliste de la variabilité de la demande en recharge des VE. Cette approche ayant montré ses limites, d'autres méthodes devront être explorées pour optimiser

la recharge des VE en sites isolés. Néanmoins, cette étude souligne l'intérêt d'intégrer un paramètre spécifique aux bornes de recharge dans les futures versions d'HOMER Pro.

CHAPITRE 4

DISCUSSION DES RÉSULTATS

Ce chapitre présente et discute les résultats issus des simulations effectuées avec les logiciels HOMER Pro et ETAP pour les trois pourvoiries étudiées. Les analyses sont structurées selon trois axes principaux : technique, économique et environnemental. Pour chaque pourvoirie, les scénarios optimaux identifiés sont comparés au scénario de référence afin d'évaluer les gains potentiels liés à l'intégration de systèmes photovoltaïques surdimensionnés et de bornes de recharge dynamique. Une attention particulière est portée à l'exploitation des surplus énergétiques pour la recharge des véhicules électriques, ainsi qu'aux impacts sur la consommation de carburant et les émissions de gaz à effet de serre. Les résultats des analyses électriques sous ETAP viennent compléter l'évaluation de la faisabilité et de la robustesse du système modélisé.

4.1 RÉSULTATS DE SIMULATION DES POURVOIRIES A, B, ET C AVEC HOMER PRO ET EXCEL

Les résultats de simulation présentés dans cette section concernent trois pourvoiries (A, B et C) fonctionnant exclusivement durant la période estivale, de juin à octobre. À partir des données d'entrée définies précédemment (coût, capacité, durée de vie et rendement des composants), HOMER Pro génère automatiquement des valeurs optimales de base de dimensionnement pour chaque élément du système énergétique : puissance des panneaux solaires (PV), taille de la batterie, capacité de l'onduleur et puissance de la génératrice. Ces valeurs optimisées constituent les cas de base pour chaque pourvoirie, servant de référence pour la suite des simulations.

Les cas de base représentent donc les premières solutions techniquement viables et économiquement minimales, que HOMER propose en réponse aux intrants spécifiques

(profil de charge, période d'opération, paramètres économiques). À partir de ces résultats, des variantes ont été explorées en modifiant certains paramètres clés afin d'évaluer leur impact sur la recharge des véhicules électriques (VE) et l'exploitation des surplus d'énergie solaire. Le tableau 6 ci-dessous résume les besoins énergétiques quotidiens de chaque pourvoirie, les puissances et capacités optimales de base des composants identifiés par HOMER Pro, ainsi que le nombre total de simulations effectuées pour chaque site dans le cadre de cette étude.

TABLEAU 6 : PARAMÈTRES DE BASE ET NOMBRE DE SIMULATIONS EFFECTUÉES POUR CHAQUE POURVOIRIE

Pourvoirie	Besoin énergétique (kWh/jour)	Puissance PV de base (kW)	Puissance onduleur de base (kW)	Puissance de génératrice de base (kW)	Capacité batterie de base (kWh)	Nombre de simulations
A	22,34	10	5	5	10	265
B	4,48	4,5	2	2	10	16
C	51,11	32	10	16	28	16

4.1.1 POURVOIRIE A

Afin d'évaluer l'impact des paramètres techniques sur le surplus solaire disponible pour la recharge des véhicules électriques (VE), une série de simulations a été réalisée avec le logiciel HOMER Pro, puis analysée dans Excel. Un total de 256 simulations a été réalisé pour la pourvoirie A. Ces simulations ont été générées en combinant : 4 niveaux de puissance photovoltaïque : 10, 15, 20 et 25 kW, 4 puissances d'onduleur : 5, 10, 15 et 20 kW, 4 capacités de batterie : 10, 15, 20 et 25 kWh, 4 puissances de génératrice : 5, 10, 15 et 20 kW. Cela correspond à une grille de $4 \times 4 \times 4 \times 4 = 256$ scénarios distincts, simulés avec une borne de recharge dynamique variant entre 1,4 et 7,2 kW. La figure 8 illustre

ensuite la comparaison entre la borne statique et la borne dynamique à partir des résultats issus du logiciel HOMER Pro.

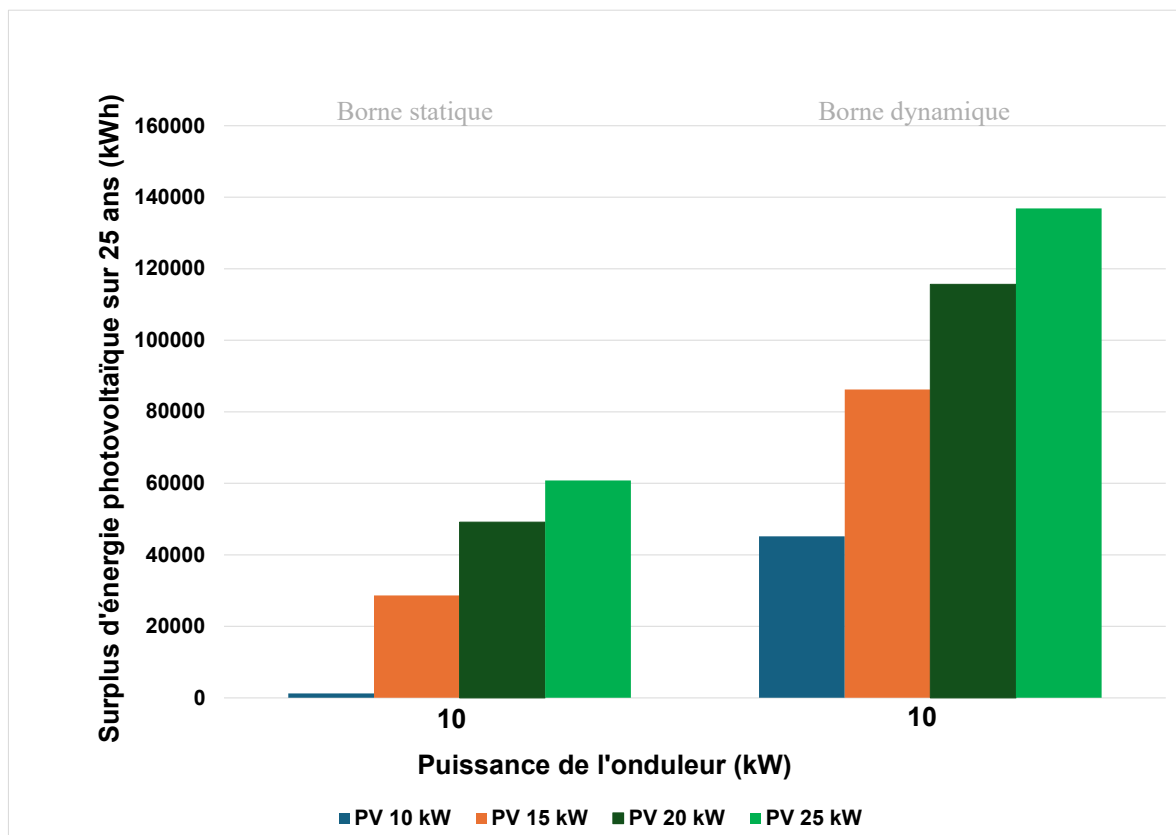


FIGURE 8 : ÉNERGIE SOLAIRE EXCÉDENTAIRE ACCESSIBLE SELON LA CAPACITÉ DES BORNES (kWh)

Pour faciliter l'analyse, plusieurs scénarios représentatifs ont été sélectionnés, mettant en évidence les performances de la borne dynamique dans différentes configurations énergétiques. Ces scénarios sont présentés dans les figures suivantes :

- **Variation de la puissance photovoltaïque**

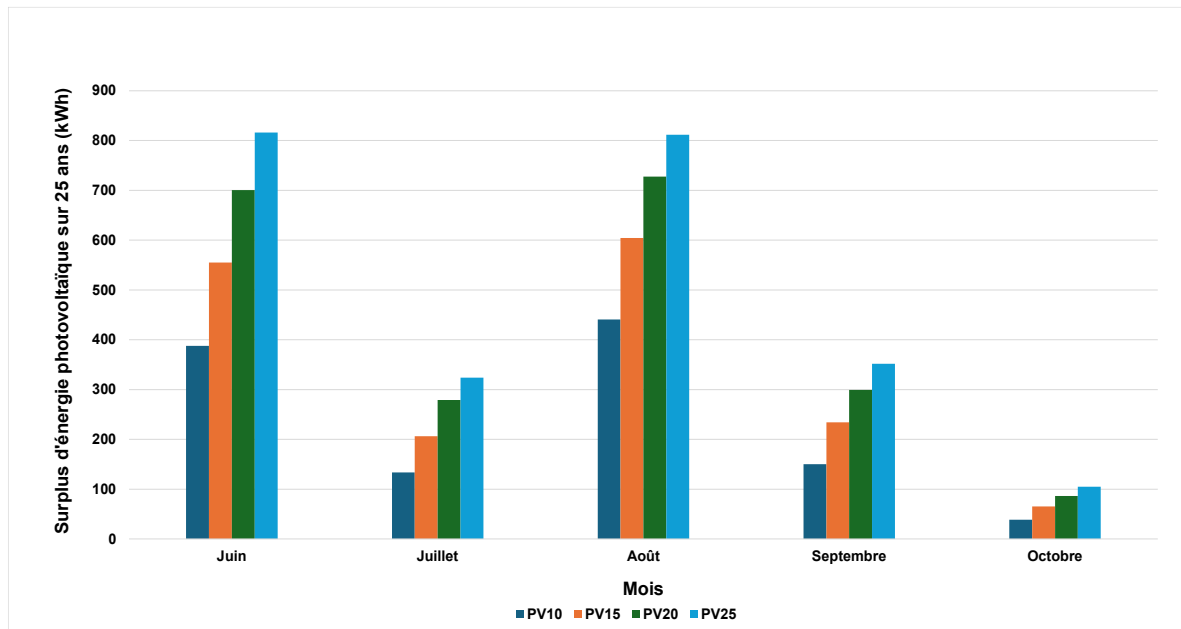


FIGURE 9 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 kW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DU PV DE 10 A 20 kW, GÉNÉRATRICE 5 kW, ONDULEUR 5 kW, BATTERIE 10 kWh.

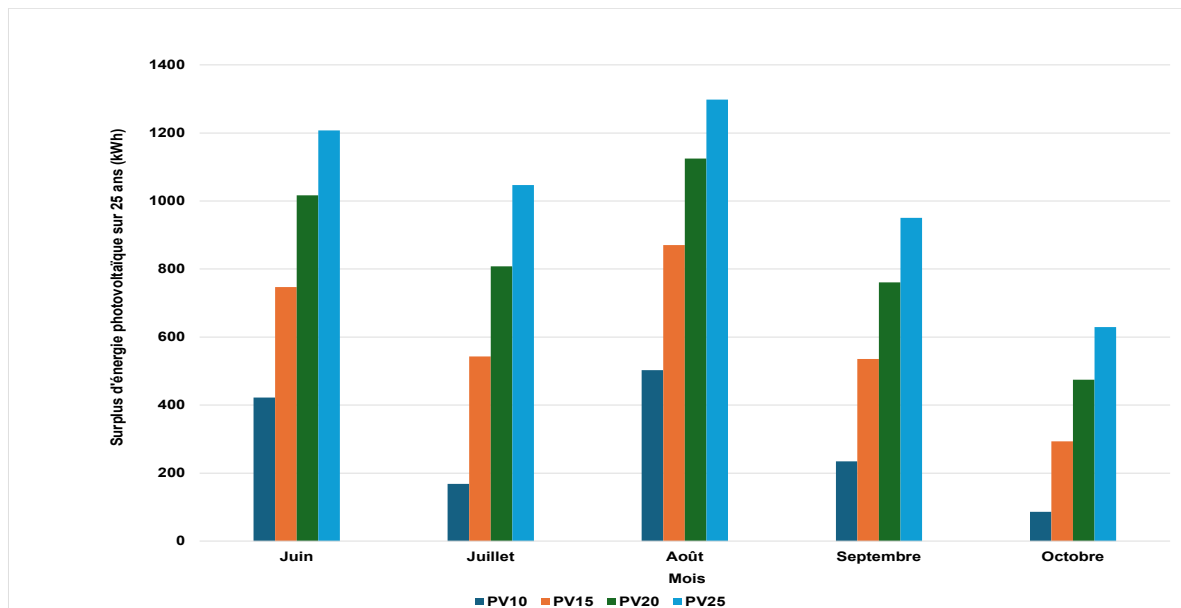


FIGURE 10 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 kW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DU PV DE 10 A 20 kW, GÉNÉRATRICE 20 kW, ONDULEUR 20 kW, BATTERIE 20 kWh

- Variation de la génératrice

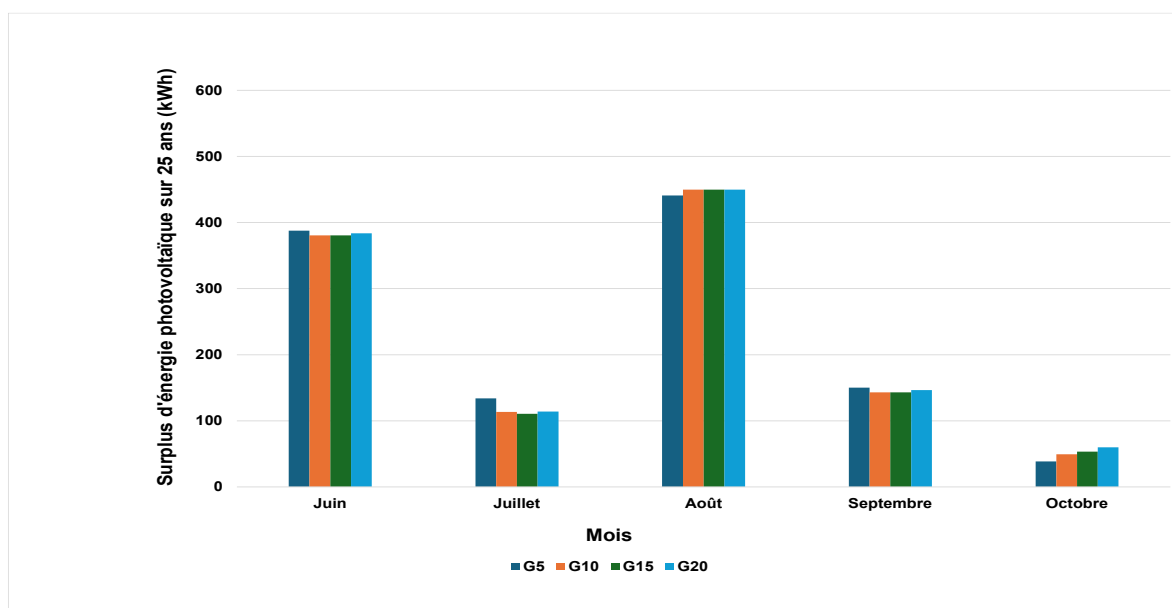


FIGURE 11 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 kW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DE LA GÉNÉRATRICE DE 5 A 20 kW, PV 5 kW, ONDULEUR 5 kW, BATTERIE 10 kWh

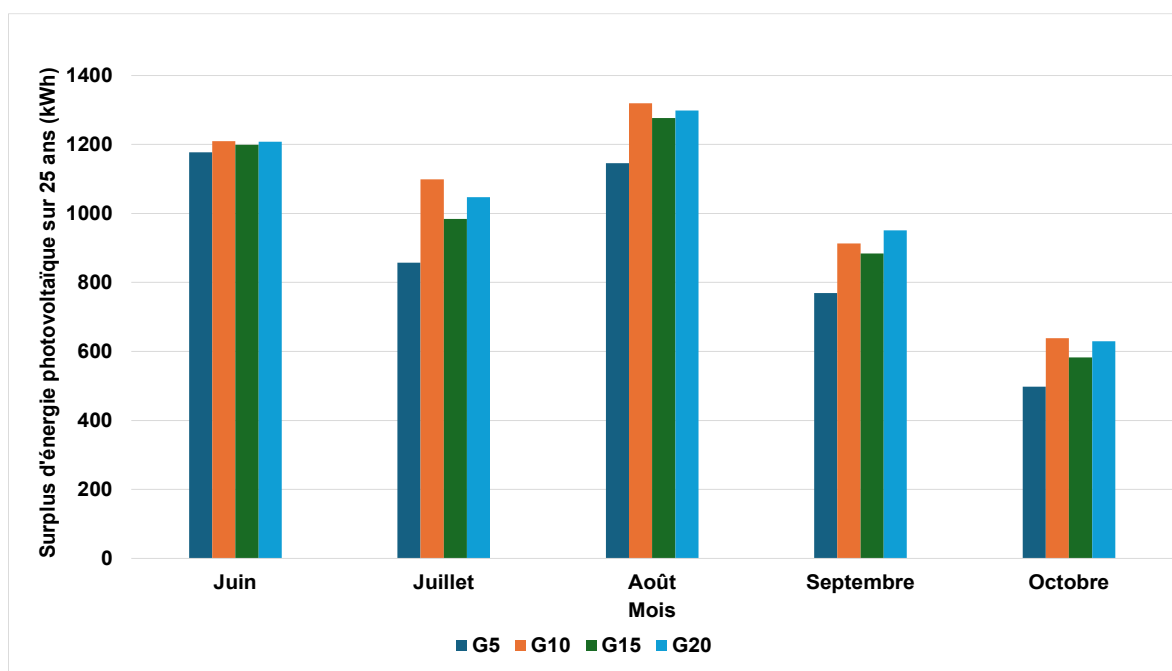


FIGURE 12 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 kW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DE LA GÉNÉRATRICE DE 5 A 20 kW, PV 25 kW, ONDULEUR 20 kW, BATTERIE 10 kWh

- Variation de l'onduleur

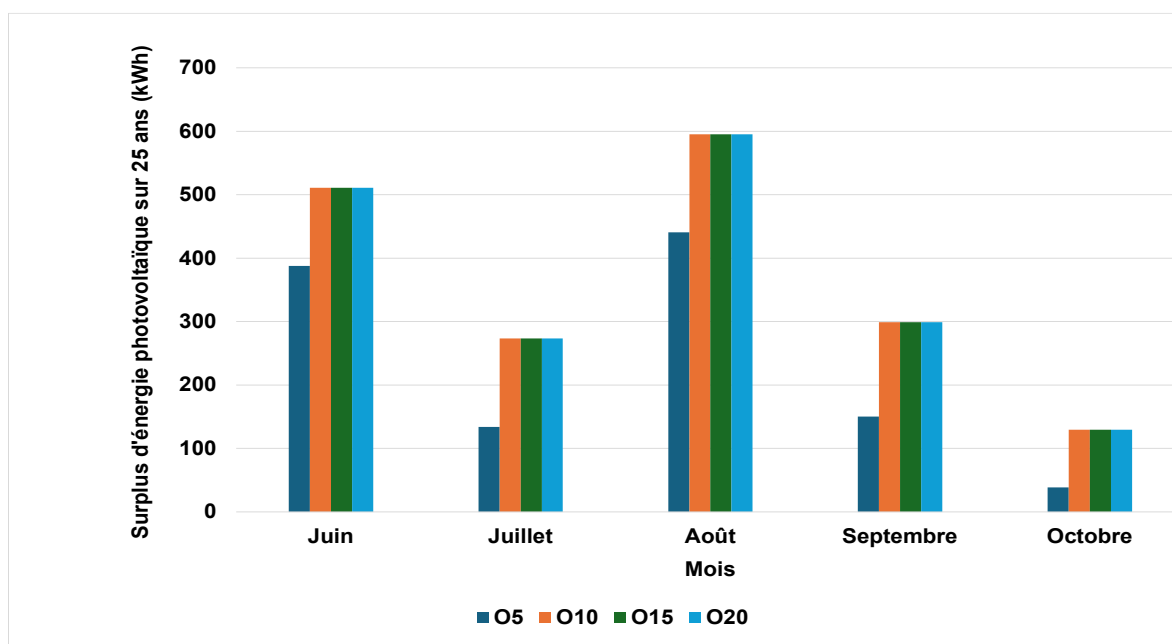


FIGURE 13 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 kW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR DE 5 A 20 kW, GÉNÉRATRICE 5 kW, PV 10 kW, BATTERIE 10 kWh

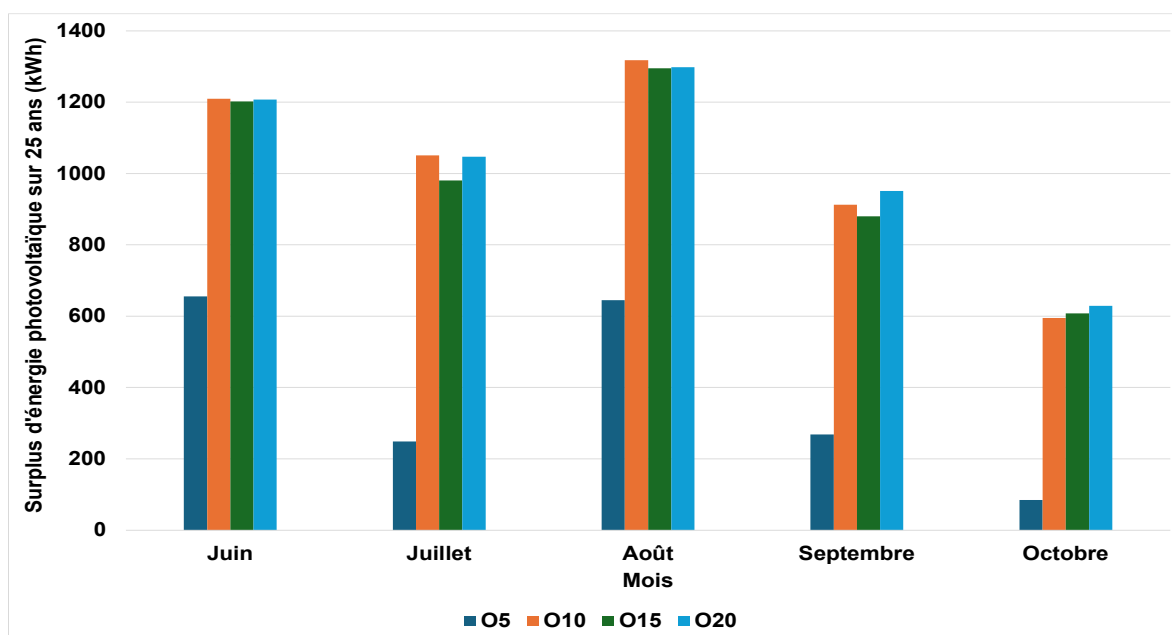


FIGURE 14 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 kW) AVEC VARIATION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR DE 5 A 20 kW, GÉNÉRATRICE 20 kW, PV 25 kW, BATTERIE 20 kWh

- Variation de la capacité de la batterie

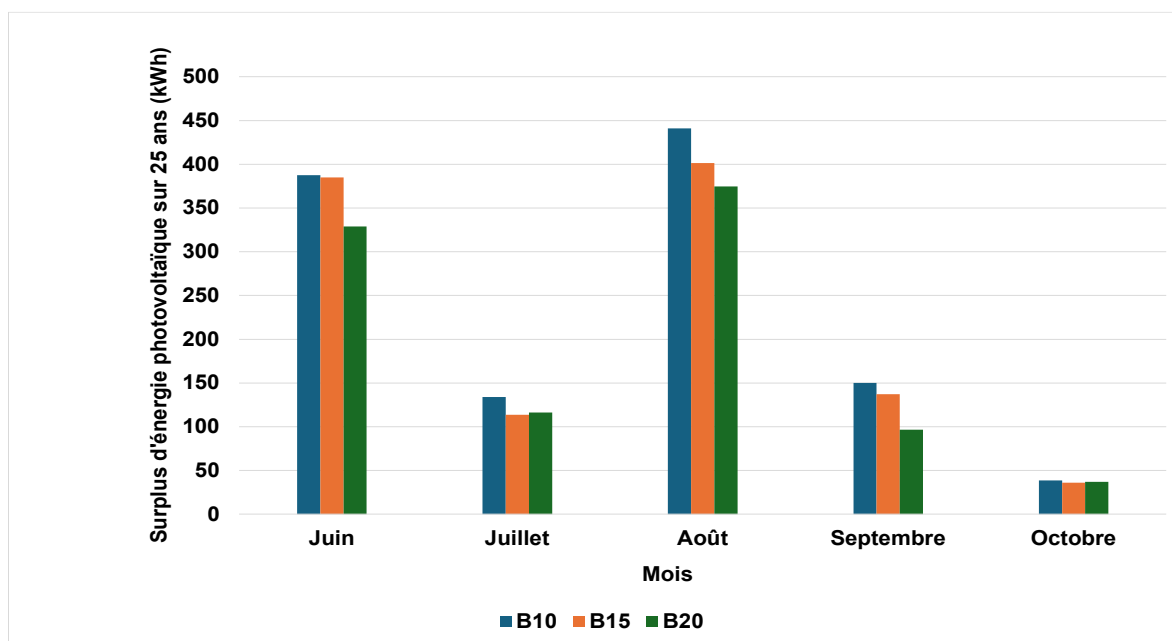


FIGURE 15 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 kW) AVEC VARIATION DE LA CAPACITÉ DE LA BATTERIE DE 10 A 20 kWh, GÉNÉRATRICE 5 kW, ONDULEUR 5 kW, PV 10 kW

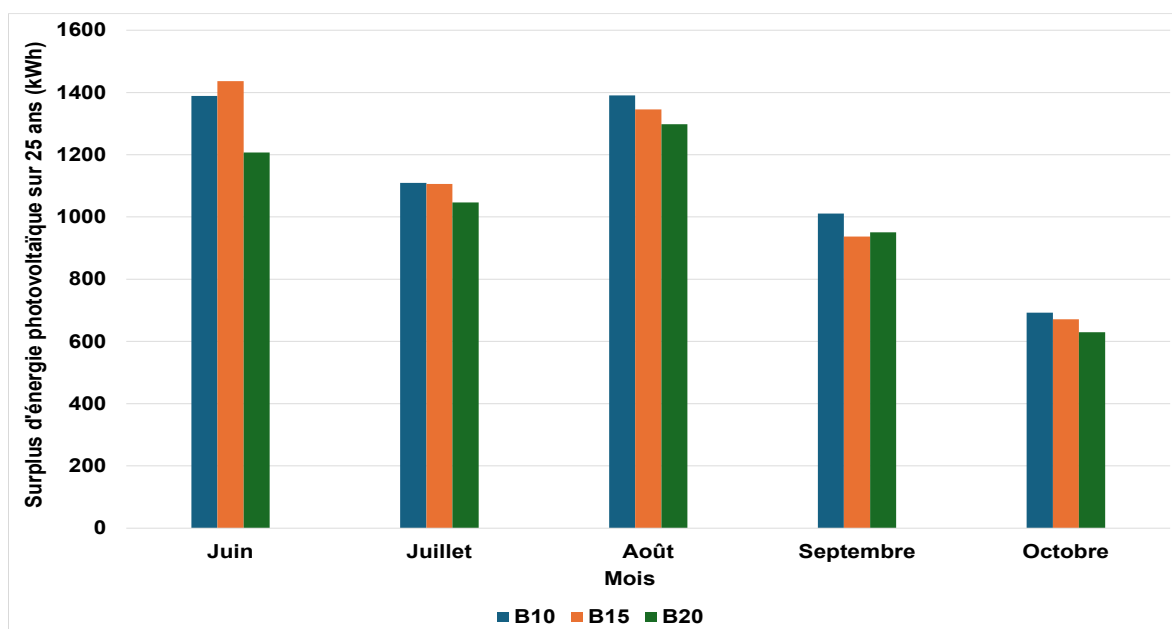


FIGURE 16 : ANALYSE DU SURPLUS SOLAIRE MENSUEL DISPONIBLE POUR LA BORNE DE RECHARGE (1,4–7,2 kW) AVEC VARIATION DE LA CAPACITÉ DE LA BATTERIE DE 10 A 20 kWh, GÉNÉRATRICE 20 kW, ONDULEUR 20 kW, PV 25 kW

L'analyse des figures 9 à 16 montre que le surdimensionnement de la puissance photovoltaïque constitue le levier le plus efficace pour augmenter les surplus solaires disponibles, devant les variations de l'onduleur, de la génératrice ou de la capacité de stockage. Une augmentation de la puissance PV permet, selon les mois, de doubler voire tripler l'énergie excédentaire utilisable pour la recharge des véhicules électriques. Pour simplifier l'analyse et concentrer l'évaluation sur la flexibilité des bornes et l'exploitation des surplus, la capacité de la batterie et la puissance de la génératrice ont été maintenues constantes dans la pourvoirie A. Dans les pourvoiries B et C, ces paramètres n'ont pas été systématiquement variés, car les premiers résultats ont démontré que l'augmentation de la puissance de la génératrice n'apporte pas de gain significatif en termes de surplus énergétique utilisable. Par conséquent, il est recommandé de prioriser l'augmentation de la puissance PV, couplée à un onduleur adéquatement dimensionné, pour optimiser la recharge dynamique dans les sites hors réseau.

La figure 17 présente le schéma de base du micro-réseau de la pourvoirie A modélisé dans HOMER Pro, intégrant une génératrice de 5 kW, un champ photovoltaïque de 10 kW, une batterie de 10 kWh et un onduleur/chargeur de 5 kW. Cette configuration illustre les flux d'énergie entre les sources CA et CC pour alimenter une charge quotidienne de 22,34 kWh, avec un pic de 3,85 kW.

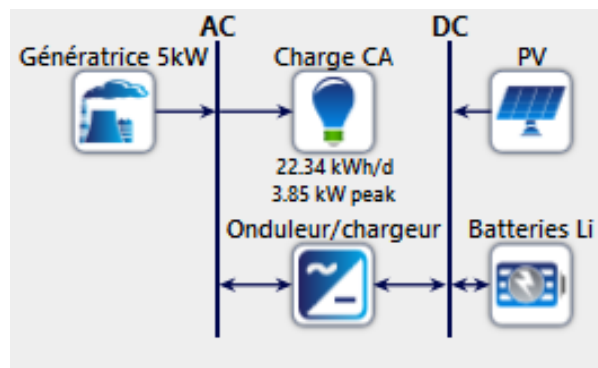


FIGURE 17 : MODÉLISATION D'UN CAS DE MICRO-RÉSEAU DE LA POURVOIRIE A AVEC LE LOGICIEL HOMER Pro

Les premiers résultats de simulation, présentés à la figure 18, mettent en évidence l'impact combiné de la puissance des panneaux photovoltaïques, ajustée de manière continue, et de la puissance de l'onduleur, choisie parmi des valeurs discrètes (5, 10, 15 et 20 kW), sur le coût combiné de l'énergie produite. En tenant compte de ces deux paramètres, et en intégrant une borne de recharge dynamique (1,4 – 7,2 kW), les simulations ont permis d'identifier les combinaisons les plus efficaces pour maximiser l'utilisation des surplus solaires tout en réduisant les coûts énergétiques globaux de la pourvoirie.

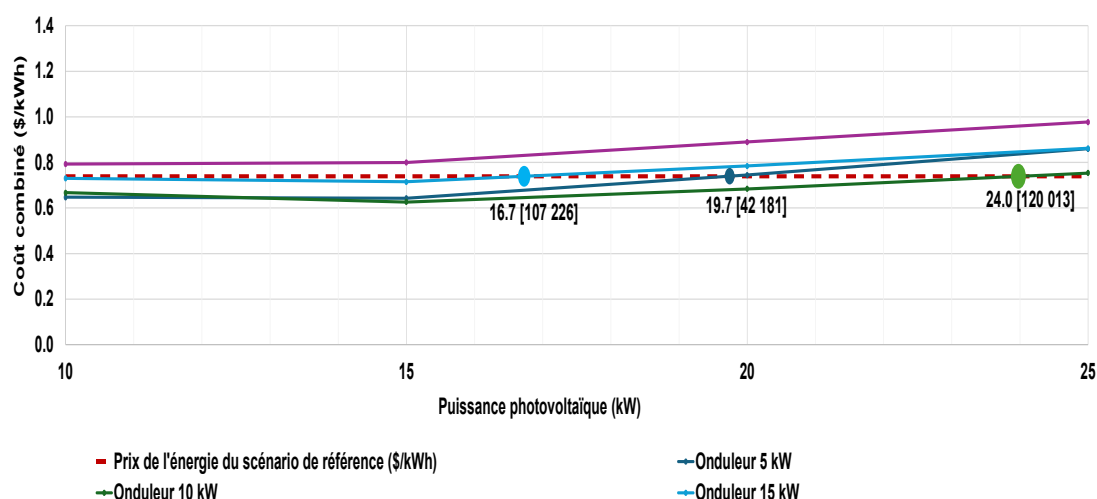


FIGURE 18 : ÉVOLUTION DU COÛT COMBINÉ ET DU COÛT DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE LA POURVOIRIE A EN FONCTION DE LA VARIATION DE LA PUISSANCE DU PV AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1, 4-7,2 kW)

La figure 19 est une version plus claire facilitant l'identification de la configuration optimale pour maximiser l'exploitation des surplus solaires. L'étiquetage sur des barres représente la puissance photovoltaïque correspondant à la puissance de l'onduleur aidant à repérer les scénarios les plus efficaces.

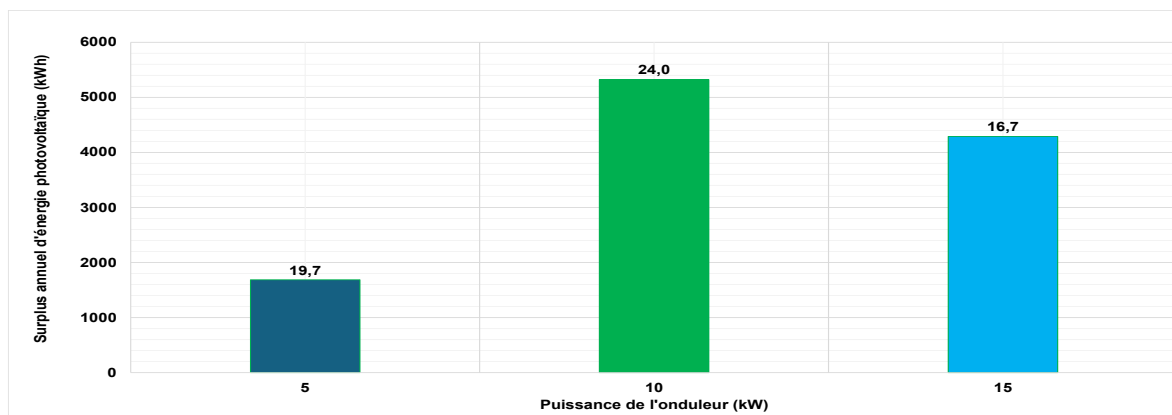


FIGURE 19 : SURPLUS D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR (KW) AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 kW)

Pour affiner l'optimisation du système énergétique de la pourvoirie A, une analyse complémentaire a été menée afin d'identifier la puissance photovoltaïque (PV) optimale à intégrer. En utilisant les résultats de simulation issus de HOMER Pro pour différentes puissances PV allant de 10 à 35 kW, les coûts combinés correspondants (incluant les coûts d'investissement, d'exploitation, de remplacement, etc.) ont été exportés et analysés dans Excel. Une courbe polynomiale de degré 2 a ensuite été ajustée afin de modéliser la relation entre la puissance PV et le coût combiné relatif (coût combiné - coût de base). Cet affinement a permis de localiser une puissance optimale de 24,6 kW, soit la valeur pour laquelle le coût combiné relatif est le plus bas, dans une configuration avec un onduleur de 10 kW. Ce choix aussi minimise le coût combiné (\$/kWh) et optimise l'utilisation des surplus énergétiques tout en garantissant un investissement rentable. Pour valider cette hypothèse, une simulation HOMER avec cette configuration (PV = 24,6 kW, onduleur = 10 kW) de plus a été réalisée. Les résultats ont été intégrés au classement des scénarios optimaux afin d'affiner l'analyse des coûts marginaux et de l'efficacité énergétique du couplage PV-onduleur. La figure 20 montre l'évolution du coût combiné ainsi que celle du scénario de référence de la pourvoirie A, en fonction de la variation de la puissance photovoltaïque et

de la puissance de l'onduleur, dans un contexte de recharge utilisant une borne dynamique (1,4 – 7,2 kW).

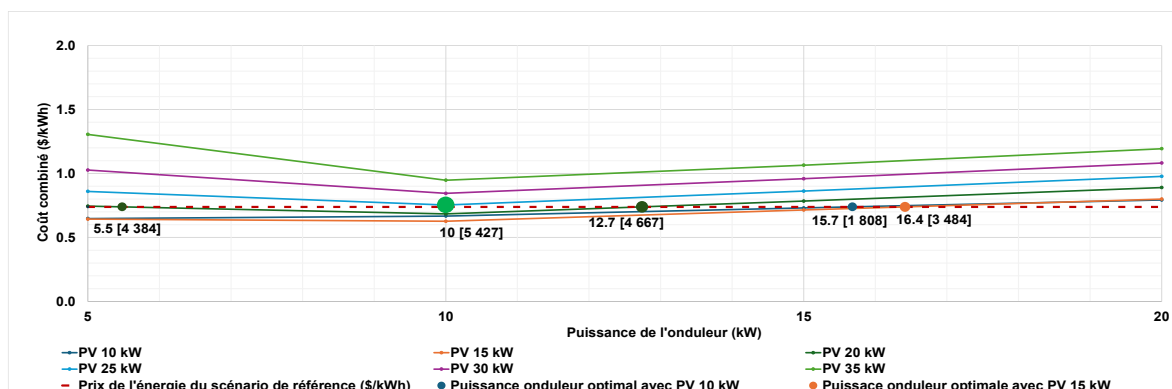


FIGURE 20 : ÉVOLUTION DU COÛT COMBINÉ ET DU COÛT DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE LA POURVOIRIE A EN FONCTION DE LA VARIATION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1, 4-7,2 kW)

La figure 21 est un résumé de la figure 20 facilitant l'identification de la configuration optimale pour maximiser l'exploitation des surplus solaires. L'étiquetage sur des barres représente la puissance de l'onduleur correspondant à la puissance photovoltaïque aidant à repérer les scénarios les plus efficaces.

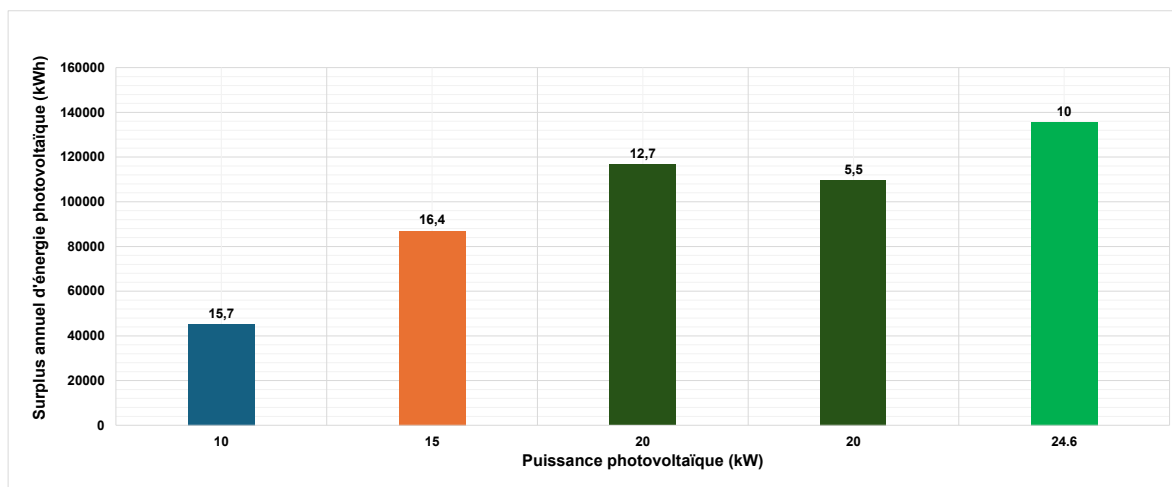


FIGURE 21 : SURPLUS D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE (KW) AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 kW).

4.1.1.1 ASPECT TECHNIQUE

L'analyse technique montre que l'augmentation de la puissance photovoltaïque et un dimensionnement adapté de l'onduleur améliorent l'exploitation des surplus énergétiques. La configuration de base avec 10 kW PV et un onduleur de 5 kW génère un surplus limité de 28 776 kWh sur 25 ans. Une configuration avec 24 kW PV et un onduleur de 10 kW permet d'atteindre 13 3091 kWh. Le cas optimal est obtenu avec 24,6 kW PV et un onduleur de 10 kW, générant 135 679 kWh de surplus. Ces résultats indiquent qu'un équilibre entre la puissance PV et l'onduleur est nécessaire pour maximiser l'autoconsommation. Un surdimensionnement excessif de l'onduleur augmentant le CAPEX et n'apportant pas d'amélioration significative. Une analyse comparative des prix marginaux a été effectuée pour comprendre les variations du coût actualisé net (NPC) par rapport aux investissements en capital (CAPEX).

4.1.1.2 ASPECT ÉCONOMIQUE

Le cas de base (10 kW PV, 5 kW onduleur) présente un CAPEX de 42 500 \$ et un NPC de 150 567 \$, avec une production de surplus limitée (28 776 kWh sur 25 ans). Le scénario optimal identifié (24,6 kW PV, 10 kW onduleur) génère 135 679 kWh de surplus pour un CAPEX de 81 500 \$ et un NPC de 170 520 \$, au-delà de cette configuration, l'augmentation de la puissance PV ou de l'onduleur entraîne une hausse des coûts sans bénéfice énergétique proportionnel et économique.

Un cas spécifique met en évidence qu'une augmentation de 5 kW de la puissance photovoltaïque entraîne une hausse du CAPEX de 12 500 \$ (55 000 \$ – 42 500 \$), tandis que la valeur actuelle nette (NPC) n'augmente que de 1 722 \$ (152 289 \$ – 150 567 \$). Cette faible variation du NPC s'explique principalement par une réduction de la consommation de carburant, passant de 1 743 L à 1 570 L sur 25 ans, soit une économie de 8 650 \$ (173 L × 2 \$/L × 25 ans). Ainsi, l'investissement additionnel est en grande partie

compensé par les économies sur le carburant, ne laissant qu'un écart résiduel de 3 850 \$ (12 500 \$ – 8 650 \$). Sur cet écart, 2 128 \$ sont attribués à la diminution des coûts d'entretien de la génératrice, soit un surcoût annuel de seulement 85 \$ (2 128 \$/25 ans). Cela reflète une moindre sollicitation de la génératrice, donc moins d'usures, moins d'entretien et moins de consommation de carburant.

4.1.1.3 ASPECT ENVIRONNEMENTAL

L'analyse environnementale de la pourvoirie A met en évidence une amélioration progressive de l'intégration des énergies renouvelables et une réduction de la dépendance au diesel grâce à l'optimisation du système énergétique. Le scénario de base (10 kW PV, 5 kW onduleur) présente une part d'énergie renouvelable de 30 %, avec une consommation annuelle de 1 743 L de diesel, générant 4 863 kg CO₂/an. En augmentant la puissance PV à 24,6 kW et l'onduleur à 10 kW (scénario optimal), la part d'énergie renouvelable atteint 44 %, réduisant la consommation de carburant à 1 413 L/an et les émissions de CO₂ à 3 942 kg/an. Cette optimisation permet également de maximiser l'utilisation des surplus énergétiques pour la recharge des véhicules électriques, évitant jusqu'à 4 732 kg de CO₂ par an produits par les voitures des clients qui se rendent à la pourvoirie. L'augmentation de la puissance PV et l'ajustement de l'onduleur améliorent donc significativement l'empreinte carbone de la pourvoirie.

TABLEAU 7 : RESUMÉ DES RÉSULTATS DE LA POURVOIRIE A EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE, DE L'ONDULEUR ET DE LEURS IMPACTS ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

	Aspect technique					Aspect économique			Aspect environnemental				
	PV (kW)	Onduleur (kW)	Batterie (kWh)	Génératrice (kW)	Surplus PV sur 25 ans (kW)	Prix de base (\$/kWh)	CAPEX (\$)	NPC (\$)	EnR (%)	Total diesel (l/an)	GES génératrice (kg CO ₂ eq/L) /an	Nombre de kilométreage (km)	GES évité par distance (kg CO ₂ eq/an)
Cas de base	10	5	10	5	28 776	0,739	42 500	150 567	30	1 743	4 863	3 762	1 004
Cas Optimaux intermédiaires	19,7	5	10	5	42 181	0,739	50 920	152 624	37	1 565	4 366	5 514	1 471
	24,0	10	10	5	133 091	0,739	80 000	169 496	44	1 419	4 072	15 688	4 186
	16,7	15	10	5	107 226	0,739	83 628	180 222	40	1 506	4 203	14 016	3 740
Cas optimal	24,6	10	10	5	135 679	0,739	81 500	170 520	44	1 413	3 942	17 736	4 732

Ces résultats ont permis d'établir un plan de simulation aux pourvoiries B et C selon la même méthodologie.

4.1.2 POURVOIRIE B

Pour la pourvoirie B, caractérisée par une faible demande énergétique quotidienne de 4,48 kWh/jour, 16 simulations ont été effectuées dans HOMER Pro, analysées ensuite dans Excel, afin d'évaluer la performance des bornes statiques et dynamiques pour la recharge des véhicules électriques. Les simulations ont exploré diverses combinaisons de puissance photovoltaïque (4,5, 7,5, 10 et 12,5 kW) et de puissance d'onduleur (2, 4, 6 et 8 kW), tandis que la puissance de la génératrice (2 kW) et la capacité de la batterie (10 kWh) ont été maintenues constantes selon les valeurs de base définies.

La figure 22 illustre le modèle de base du micro-réseau de la pourvoirie B tel que simulé dans HOMER Pro. Ce système comprend une génératrice de 2 kW, une puissance photovoltaïque de 4,5 kW, une batterie de 10 kWh et un onduleur de 2 kW permettant l'alimentation d'une charge moyenne quotidienne de 4,48 kWh avec une demande de pointe de 1,74 kW. Le schéma met en évidence l'interaction entre les sources d'énergie CC (PV et batterie) et la charge CA via l'onduleur, dans un contexte hors réseau.

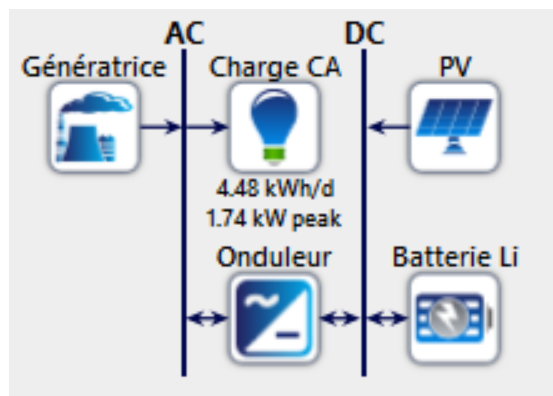


FIGURE 22 : MODÉLISATION D'UN CAS DE MICRO-RÉSEAU DE LA POURVOIRIE B AVEC LE LOGICIEL HOMER PRO

Les résultats de simulation pour la pourvoirie B, illustrés à la figure 23, montrent l'effet combiné de la puissance photovoltaïque (4,5 ; 7,5 ; 10 et 12,5 kW) et de la puissance de l'onduleur (2 à 6 kW) sur le coût combiné de l'énergie (\$/kWh). Dans ces simulations, une borne de recharge dynamique (1,4 – 7,2 kW) est intégrée. On observe que, pour chaque niveau de PV, il existe une puissance d'onduleur optimale qui minimise le coût global. Par exemple, une configuration avec 10 kW de PV et un onduleur de 4 kW permet d'atteindre un coût combiné minimal de 0,85 \$/kWh. Ces résultats permettent d'identifier les combinaisons PV–onduleur les plus avantageuses pour réduire les coûts énergétiques.

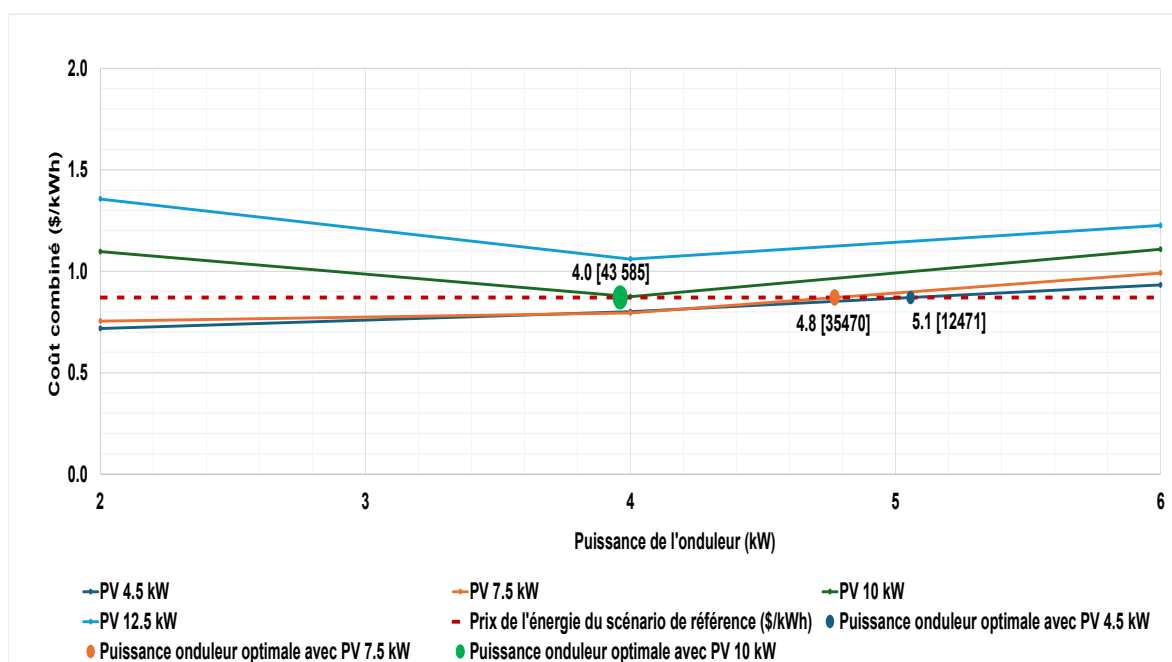


FIGURE 23 : ÉVOLUTION DU COÛT COMBINÉ ET DU COÛT DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE LA POURVOIRIE B EN FONCTION DE LA VARIATION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1, 4-7,2 kW)

La figure 24 présente de manière simplifiée le lien entre la puissance photovoltaïque et le surplus d'énergie disponible sur 25 ans pour la pourvoirie B. chaque barre est associée à une configuration identifiée comme optimale dans les simulations précédentes, incluant une borne de recharge dynamique (1,4 – 7,2 kW). L'étiquetage au-dessus des barres

indique la puissance de l'onduleur correspondante, facilitant l'identification des combinaisons PV-onduleur les plus performantes pour maximiser l'exploitation des surplus solaires. On observe que la configuration 10 kW PV / 4 kW onduleur permet d'atteindre le surplus énergétique le plus élevé.

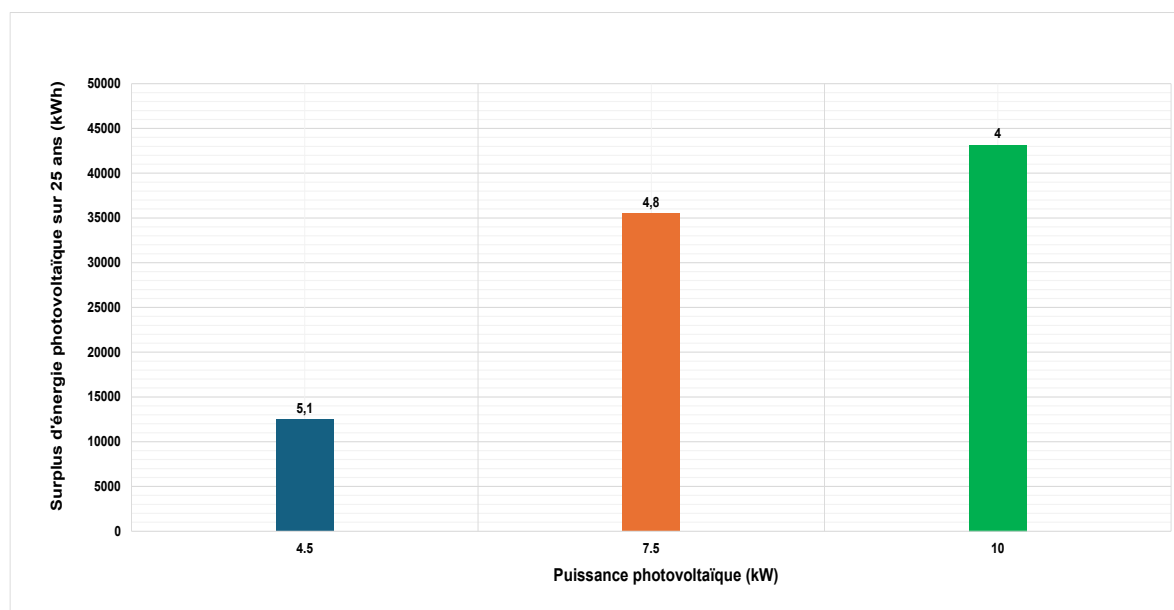


FIGURE 24 : SURPLUS D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE (KW) AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 kW)

4.1.2.1 ASPECT TECHNIQUE

La configuration de base avec 4,5 kW PV et un onduleur de 2 kW génère un surplus limité de 8 662 kWh sur 25 ans. Une augmentation de la puissance PV à 8,3 kW, tout en conservant un onduleur de 2 kW, permet d'atteindre 18 892 kWh de surplus. L'optimisation avec 9,9 kW PV et un onduleur de 4 kW améliore encore ce surplus à 43 261 kWh. Le cas optimal est obtenu avec 10 kW PV et un onduleur de 4 kW, générant 43 583 kWh de surplus. Ces résultats montrent qu'une augmentation modérée de la puissance PV et une adaptation de l'onduleur permettent de maximiser l'autoconsommation et de réduire la dépendance aux génératrices.

4.1.2.2 ASPECT ÉCONOMIQUE

L'analyse économique de la pourvoirie B montre qu'une augmentation modérée de la puissance photovoltaïque et de l'onduleur améliore le retour sur investissement en maximisant les surplus énergétiques. Le cas de base (4,5 kW PV, 2 kW onduleur) présente un CAPEX de 21 250 \$ et un NPC de 35 554 \$, avec un surplus limité à 8 662 kWh sur 25 ans. En optimisant le système avec 10 kW PV et 4 kW onduleur, le CAPEX passe à 36 000 \$, le NPC à 44 016 \$, et le surplus atteint 43 583 kWh, tout en maintenant un coût de l'énergie de base stable à 0,87 \$/kWh. Ce scénario représente le meilleur compromis entre investissement et rentabilité, tandis que des capacités supérieures n'apportent pas d'amélioration significative des performances économiques.

4.1.2.3 ASPECT ENVIRONNEMENTAL

Le scénario de base (4,5 kW PV, 2 kW onduleur) affiche une part d'énergie renouvelable de 76 %, avec une consommation annuelle de 146 l de diésel, générant 407 kg CO₂/an. En optimisant le système avec 10 kW PV et un onduleur de 4 kW, la part d'énergie renouvelable atteint 91 %, réduisant ainsi la consommation de diésel à 58 l/an et les émissions de CO₂ de la génératrice à 162 kg/an. Cette configuration permettrait de couvrir l'équivalent énergétique de 5 697 km/an pour un véhicule Ford Lightning F-150 consommant 30,6 kWh/100 km, entraînant une réduction des émissions de 1 520 kg CO₂/an produits par les voitures des clients qui se rendent à la pourvoirie par rapport au scénario de base. L'augmentation de la puissance PV et l'optimisation de l'onduleur permettent donc une diminution notable de l'empreinte carbone globale de la pourvoirie, avec une baisse cumulée des émissions de CO₂ provenant à la fois de la génératrice et du transport des véhicules électriques.

TABLEAU 8 : RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DES POURVOIRIES B EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE, DE L'ONDULEUR ET DE LEURS IMPACTS ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

	Aspect technique					Aspect économique			Aspect environnemental				
	PV (kW)	Onduleur (kW)	Batterie (kW)	Génératrice (kW)	Surplus PV sur 25 ans (kW)	Prix de base (\$/kWh)	CAPEX (\$)	NPC (\$)	EnR (%)	Total diésel (l/yr)	GES génératrice (kg CO2e/L) /an	Nombre de kilométrage (km)	GES évité par distance (kg CO2eq/an)
Cas de référence	4,5	2	10	2	8662	0,87	21 250	35 554	76	146	407	1 132	302
Cas optimaux	8,3	2	10	2	18 892	0,87	32 890	40 901	89	68	188	2 469	659
intermédiaires	9,9	4	10	2	43 261	0,87	35 750	39 967	87	81	226	4 278	1 142
Cas optimal	10	4	10	2	43 583	0,87	36 000	44 016	91	58	162	5 697	1 520

4.1.3 POURVOIRIE C

Pour la pourvoirie C, qui présente un besoin énergétique élevé de 51,11 kWh/jour, 16 simulations ont été menées dans HOMER Pro, puis analysées dans Excel, afin d'évaluer la performance énergétique et économique des bornes de recharge électriques dans un contexte hors réseau. Les combinaisons simulées incluent des puissances photovoltaïques de 32, 45, 60 et 75 kW, associées à des onduleurs de 10, 20, 30 et 40 kW. Contrairement aux autres pourvoiries, la capacité de la batterie (28 kWh) et la puissance de la génératrice (16 kW) ont été maintenues constantes selon les valeurs de base.

La figure 25 ci-dessous représente la configuration de base du micro-réseau de la pourvoirie C modélisée dans HOMER Pro. Le système inclut une génératrice de 16 kW, une installation photovoltaïque de 32 kW, une batterie lithium-ion de 28 kWh et un onduleur-chargeur de 10 kW. Ce réseau hybride alimente une charge moyenne de 51,11 kWh/jour, avec une demande de pointe atteignant 14,07 kW. La figure 25 illustre la répartition entre la production en courant continu (CC) des panneaux solaires et batteries, et la charge en courant alternatif (CA), via le couplage assuré par l'onduleur.

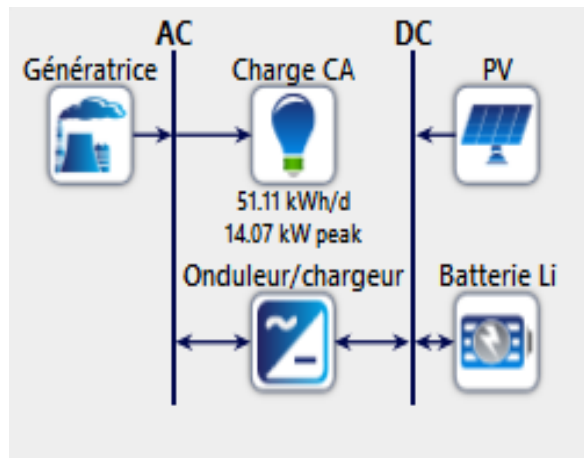


FIGURE 25 : MODÉLISATION D'UN CAS DE MICRO-RÉSEAU DE LA POURVOIRIE C AVEC LE LOGICIEL HOMER PRO

Les résultats de simulation illustrés à la figure 26 mettent en évidence l'impact combiné de la puissance des panneaux photovoltaïques (ajustée entre 32 et 72 kW) et de la puissance de l'onduleur (fixée à 10, 20, 30 ou 40 kW) sur le coût combiné de l'énergie produite dans la pourvoirie C. En intégrant une borne de recharge dynamique (1,4 – 7,2 kW), l'analyse montre que l'augmentation de la puissance PV s'accompagne d'une forte hausse des coûts lorsque l'onduleur est surdimensionné. À l'inverse, une configuration avec un onduleur de 10 kW et un PV de 32 kW permet d'obtenir un coût énergétique minimal, démontrant l'intérêt d'un dimensionnement cohérent entre les composantes pour maximiser les économies tout en valorisant les surplus solaires.

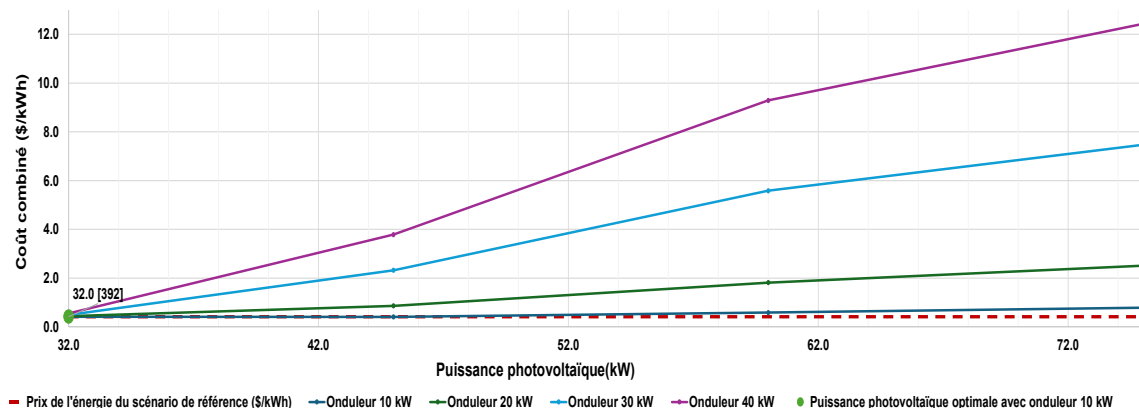


FIGURE 26 : ÉVOLUTION DU COÛT COMBINÉ ET DU COÛT DU SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE DE LA POURVOIRIE C EN FONCTION DE LA VARIATION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1, 4-7,2 kW)

La figure 27 illustre de manière synthétique le scénario optimal identifié pour la pourvoirie C afin de maximiser l'exploitation des surplus photovoltaïques. L'étiquette au sommet de la barre indique la puissance photovoltaïque optimale (32 kW) associée à une puissance d'onduleur de 10 kW et à une borne de recharge dynamique (1,4 – 7,2 kW). Cette représentation simplifiée permet de visualiser rapidement la configuration la plus performante en termes de valorisation de l'énergie excédentaire sur une période de 25 ans.

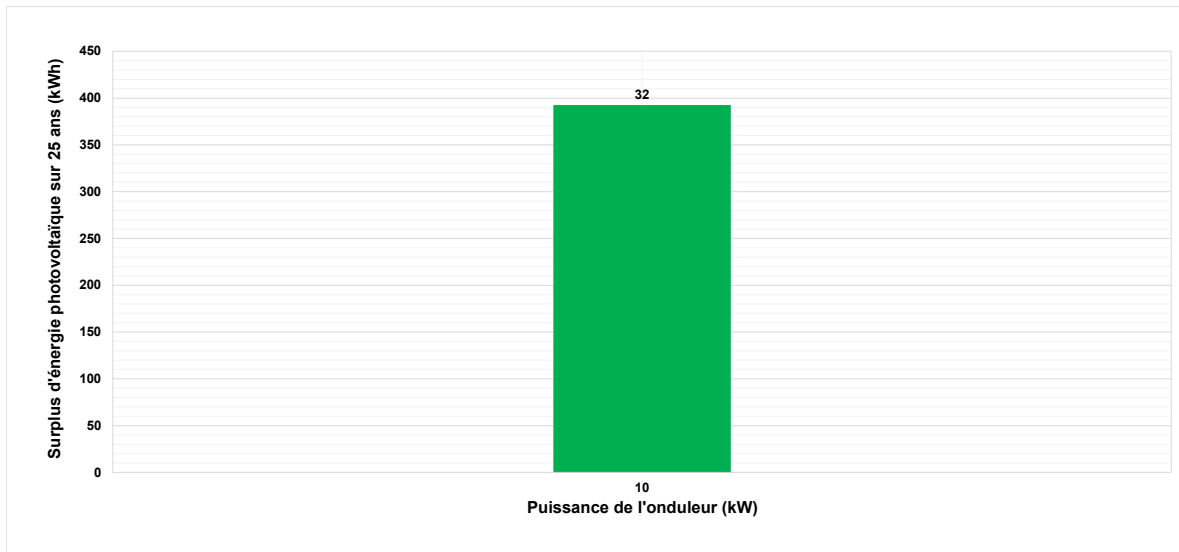


FIGURE 27 : SURPLUS D'ENERGIE PHOTOVOLTAÏQUE EN FONCTION DE LA PUISSANCE DE L'ONDULEUR (KW) AVEC UNE BORNE DYNAMIQUE (1,4 – 7,2 KW)

4.1.3.1 ASPECT TECHNIQUE

L'analyse technique de la pourvoirie C montre que l'optimisation du système photovoltaïque n'apporte pas de gains significatifs par rapport à la configuration de base. Avec 32 kW PV et un onduleur de 10 kW, le surplus énergétique reste limité à 392 kWh sur 25 ans, indiquant une faible exploitation de l'énergie solaire excédentaire. Contrairement aux autres pourvoiries, aucune amélioration notable n'est observée en augmentant la puissance photovoltaïque ou en modifiant l'onduleur. Ainsi, le scénario de référence demeure la meilleure option, et toute augmentation de la puissance des panneaux solaires ou de l'onduleur n'entraîne pas nécessairement une meilleure utilisation locale de l'énergie produite ni une réduction des coûts énergétiques.

4.1.3.2 ASPECT ÉCONOMIQUE

L'analyse économique montre que la configuration de base (32 kW PV, 10 kW onduleur) reste la seule viable, sans possibilité d'optimisation. Avec un CAPEX de 131 000 \$ et un NPC de 192 874 \$, l'augmentation de la puissance PV ou de l'onduleur ne génère

pas suffisamment de surplus énergétique (392 kWh sur 25 ans) pour justifier un investissement supplémentaire.

4.1.3.3 ASPECT ENVIRONNEMENTAL

Pour la pourvoirie C, l'augmentation du système énergétique n'entraîne pas de gains significatifs par rapport au scénario de base. En effet, la configuration de référence (32 kW PV, 10 kW onduleur) affiche déjà une part d'énergie renouvelable de 91 %, avec une consommation annuelle de 690 L de diesel, générant 1 925 kg CO₂/an. L'augmentation du système ne modifie ni la consommation de carburant ni les émissions de la génératrice, ce qui suggère une saturation du potentiel d'intégration des énergies renouvelables. De plus, l'énergie excédentaire disponible permettrait de couvrir seulement 51 km/an pour un véhicule Ford F-150 consommant 30,6 kWh/100 km, soit une réduction négligeable des émissions de CO₂ liées au transport (14 kg CO₂/an). Contrairement aux autres pourvoiries, où l'optimisation du mix énergétique entraîne une diminution progressive des émissions, la pourvoirie C ne bénéficie d'aucune réduction supplémentaire des GES, ce qui indique que les surplus photovoltaïques sont insuffisants pour compenser davantage l'utilisation de la génératrice ou pour soutenir un déploiement significatif de la recharge des véhicules électriques.

TABLEAU 9 : RÉSUMÉ DES RÉSULTATS DE LA POURVOIRIE C EN FONCTION DE LA PUISSANCE PHOTOVOLTAÏQUE, DE L'ONDULEUR ET DE LEURS IMPACTS ÉCONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

	Aspect technique					Aspect économique			Aspect environnemental				
	PV (kW)	Onduleur (kW)	Batterie (kWh)	Génératrice (kW)	Surplus PV sur 25 ans (kW)	Prix de base (\$/kWh)	CAPEX (\$)	NPC (\$)	EnR (%)	Total diesel (l/yr)	GES gén (kg CO ₂ e/L) /an	Kilométrage	GES évité par distance (kg CO ₂ eq/an)
Cas de référence = Cas optimal	32	10	28	16	392	0.414	131 000	192 874	91	1 925	51	14	690

4.2 REPRÉSENTATIONS DES PROFILS DES CAS OPTIMAUX DES POURVOIRIES A, B, C

Cette section présente l'évolution mensuelle des surplus d'énergie photovoltaïque disponibles pour la recharge des véhicules électriques, pour les cas optimaux des pourvoiries A, B et C. La figure 28 illustre la variabilité de ces surplus entre les différents sites et au fil des mois d'exploitation (de juin à octobre), soulignant les différences de production solaire exploitable selon la configuration énergétique propre à chaque pourvoirie.

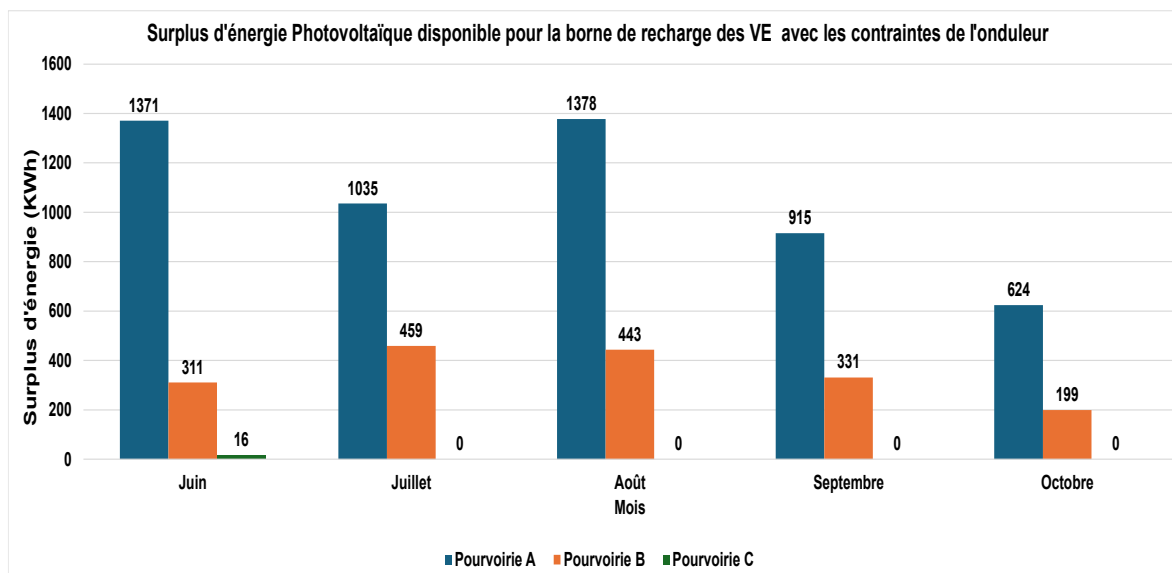


FIGURE 28 : PROFILS MENSUELS DES SURPLUS DISPONIBLES POUR LES CAS OPTIMAUX DES POURVOIRIES A, B, C

La figure 29 présente les profils journaliers des surplus d'énergie photovoltaïque disponibles pour la recharge des véhicules électriques dans les cas optimaux des pourvoiries A, B et C. Cette représentation permet d'analyser la variabilité quotidienne des surplus exploitables durant la saison d'exploitation, et de comparer la performance énergétique réelle entre les différents sites sur une base temporelle plus fine.

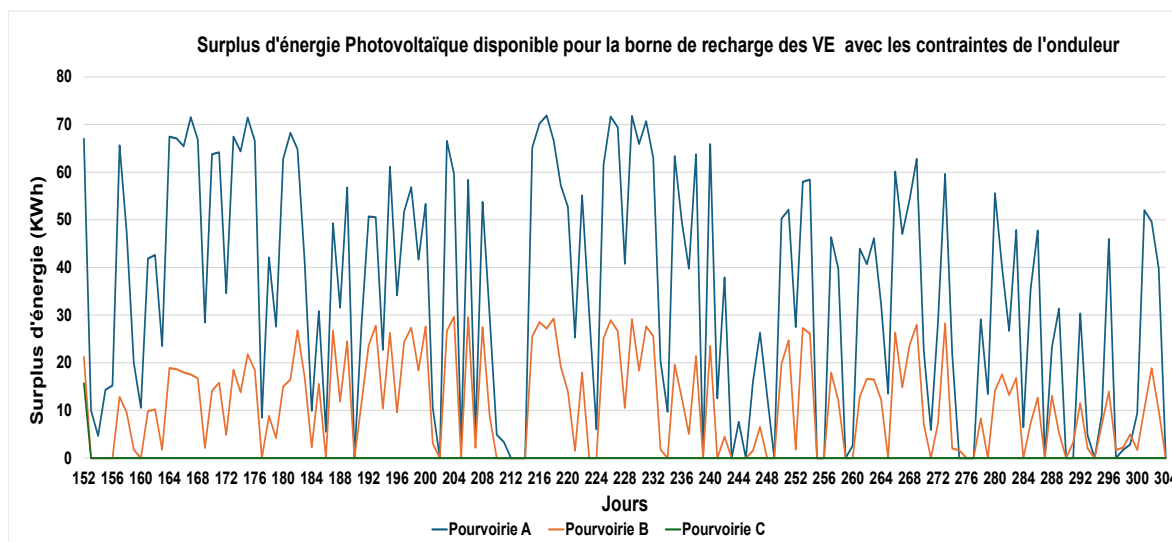


FIGURE 29 : PROFILS JOURNALIERS DES SURPLUS DISPONIBLES POUR LES CAS OPTIMAUX DES POURVOIRIES A, B, C

La figure 30 illustre le nombre de kilométrages moyen journalier qu'il serait possible de parcourir avec des véhicules électriques (VE), en se basant sur les surplus d'énergie photovoltaïque disponibles pour la recharge dans les scénarios optimaux des pourvoires A, B et C. Cette estimation permet d'évaluer de manière concrète le potentiel de mobilité électrique hors réseau, en tenant compte des différences saisonnières et des capacités de production solaire spécifiques à chaque pourvoirie.

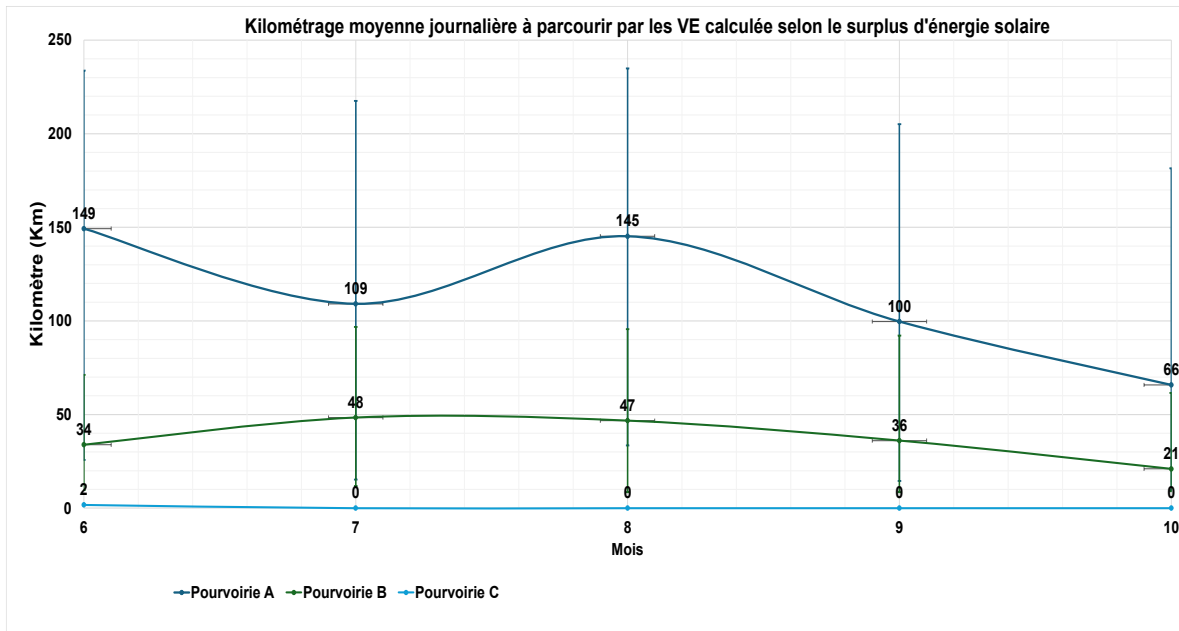


FIGURE 30 : PROFILS DU KILOMÉTRAGE MOYENNE JOURNALIÈRE A PARCOURIR PAR LES VE CALCULÉS SELON LES CAS OPTIMAUX DES POURVOIRIES A, B, C

4.3 RÉSULTATS DES SIMULATIONS DE LA POURVOIRIE A AVEC ETAP

La modélisation réalisée avec le logiciel ETAP a pour but de compléter les résultats obtenus avec HOMER Pro. En effet, HOMER ne prend pas en compte les câblages et ne permet pas d'évaluer les chutes de tension, pertes joules, ou encore de sélectionner des calibres de conducteurs. Ainsi, ETAP est utilisé pour :

- Vérifier les chutes de tension et les pertes d'énergie dans les câbles CA et CC ;
- Valider les flux de puissance sur l'ensemble du réseau ;

- Comparer les puissances simulées aux puissances théoriques nominales demandées.

L'étude est limitée à la pourvoirie A, les principes de calculs étant similaires pour les autres sites.

4.3.1 MODÉLISATION DU SYSTÈME HYBRIDE DANS ETAP

Le schéma unifilaire modélisé dans ETAP correspond au scénario de référence identifié pour la pourvoirie A à l'issue de l'analyse technico-économique réalisée avec HOMER Pro. Ce scénario, une fois sélectionné selon les critères technico-économiques et environnementaux, a ensuite été transposé dans ETAP afin d'en valider le comportement électrique.

Le modèle unifilaire comprend les composantes suivantes :

- Panneaux solaires (10 kW) connectés aux barres CC ;
- Une batterie de 200 Ah / 57,6 V ;
- Un onduleur de 10 kW / 9,5 kVA (CC-CA) ;
- Une génératrice diesel de 5 kW (utilisée en secours) ;
- Deux charges CA :
 - 3,85 kW pour les besoins de la pourvoirie (valeur de la charge max issue de HOMER Pro)
 - 6,15 kW pour une borne de recharge VE (niveau 2).

Les hypothèses de calcul sont les suivants :

- Côté CA : $V_{CA} = 240 \text{ V}$; $P_{CA} = 9,5 \text{ kW}$; $I_{CA} = \frac{P_{CA}}{V_{CA}} = \frac{9500}{240} = 39,58 \text{ A}$
- Côté CC : $V_{CC} = 57,6 \text{ V}$; $P_{CC} = 10 \text{ kW}$; $I_{CC} = \frac{P_{CC}}{V_{CC}} = \frac{10000}{57,6} = 174 \text{ A}$
- Câblage basé sur la norme CSA-C22.10-F18
- Distance des câbles estimée (car non mesurées sur site)

4.3.2 RÉSULTATS D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE ET CHUTES DE TENSION

Cette section présente les résultats issus des simulations effectuées dans ETAP, permettant de valider la cohérence des flux de puissance ainsi que les chutes de tension dans le système.

4.3.2.1 PARTIE CA

L'analyse de la partie CA permet d'évaluer les performances du système après conversion CC/CA

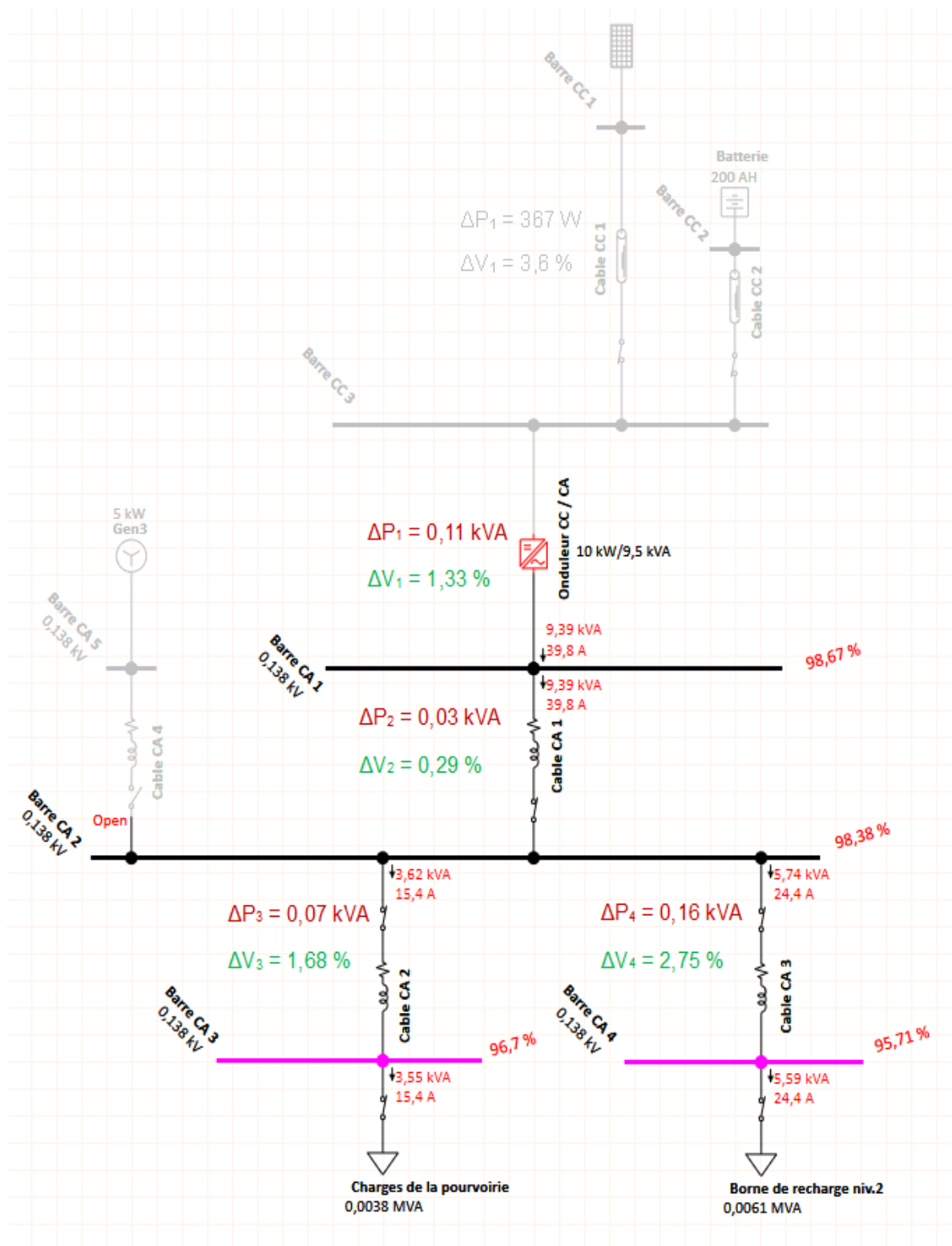


FIGURE 31 : RÉSULTATS D'ANALYSE D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE EN CA AVEC LE LOGICIEL ETAP

La figure 31 présente l'analyse détaillée de l'écoulement de puissance avec le logiciel ETAP dans la partie CA du système, incluant la répartition de l'énergie fournie par l'onduleur vers les différentes charges. Elle permet d'identifier les chutes de tension entre les barres, d'évaluer les pertes dans les câbles, et de valider la capacité du système à alimenter les charges critiques (pourvoirie et borne de recharge) sans dépassement des seuils permis par la norme CSA-C22.10-F18.

INTERPRÉTATION :

L'écoulement de puissance montre que :

- La barre de référence CA (Barre CA 1) présente une tension simulée de 98,67 %, soit 235,8 V. Cette valeur correspond à une tension monophasée, bien que l'environnement de simulation dans ETAP soit entièrement basé sur un système triphasé. Pour simuler un comportement monophasé réaliste, les tensions utilisées dans le modèle sont converties en équivalent triphasé en appliquant un facteur de division par $\sqrt{3}$, soit :

$$V_{triphase} = \frac{240 V_{monophasé}}{\sqrt{3}} = 138 V$$

Cette approche permet de générer des flux de courant réalistes, tout en conservant une cohérence des puissances simulées (kVA, kW) avec le système réel monophasé. Les valeurs de puissance et de courant sont valides pour un système monophasé équivalent, ce qui permet d'interpréter les résultats en sortie.

- En bout de ligne, les barres présentent des tensions réduites

TABLEAU 10 : TENSIONS SIMULÉES AUX DIFFÉRENTES BARRES CA ET CHUTES DE TENSION ASSOCIÉES

Barres	Équipement amont	Équipement aval	ΔV (%)	Tension réelle (V)
Barre CA 2	Départ vers charges générales	Entrée des charges de la pourvoirie	98,38	$138 * \sqrt{3} * 0,9881 = 237,1$
Barre CA 3	Barre de jonction intermédiaire	Vers branchement borne VE	96,70	$138 * \sqrt{3} * 0,967 = 231,1$
Barre CA 4	Arrivée finale	Entrée borne de recharge niveau 2	95,71	$138 * \sqrt{3} * 0,9571 = 228,7$

Ces chutes de tension sont normales et dues à la résistance des câbles. Conformément à la norme CSA-C22.10-F18, elles doivent demeurer inférieures ou égales à 3 % pour les circuits d'alimentation, ce qui est respecté dans notre configuration.

La puissance réellement absorbée par les charges s'en trouve diminuée :

$$Puissance\ demandée = 3,85\ kW + 6,15\ kW = 10\ kW$$

- L'onduleur fournit une puissance de 9,53 kW (à pleine charge),
- Pour des charges purement résistives, la puissance est proportionnelle au carré de la tension
- $P_{recue} = P_{attendue} * \Delta V^2$
- Cette puissance est divisée en :
 - Pour la borne de recharge des VE :

$$P = 6,15 * (0,9571)^2 \approx 5,59\ kW$$

- Pour les besoins de la pourvoirie :

$$P = 3,85 * (0,967)^2 \approx 3,55 \text{ kW}$$

Soit un total simulé de 9,1 kW, légèrement inférieur à la demande théorique de 10 kW.

Cet écart s'explique par :

- Les chutes de tension sur les câbles ;
- Les pertes joules internes dues aux résistances des conducteurs.

Les résultats obtenus dans ETAP sont en adéquation avec les performances attendues du système. Bien que les longueurs de câbles utilisées soient estimées, les chutes de tension et pertes observées respectent les limites de la norme CSA-C22.10-F18. Cette cohérence valide le modèle électrique simulé, tout en reconnaissant qu'une validation sur site avec des mesures réelles pourrait affiner davantage les résultats.

4.3.2.1.1 CHOIX DES CÂBLES CA (NORME CSA)

Le choix des câbles de la partie CA a été réalisé en se basant sur les courants, les longueurs de câblage estimées sur le terrain, ainsi que les spécifications du tableau 2 de la norme CSA-C22.10-F18 (page 328–329). L'objectif étant de choisir le meilleur calibre permettant de limiter les chutes de tension à moins de 3 %, conformément aux exigences techniques et normatives. Le tableau 13 résume les caractéristiques électriques des câbles CA utilisés dans le système.

**TABLEAU 11 : CARACTÉRISTIQUES DES CÂBLES AC SÉLECTIONNÉS SELON LA
NORME CSA**

Câble CA	Équipement amont	Équipement aval	Courant (A)	Longueur (m)	Calibre (kcmil)
Câble CA 1	Onduleur (sortie CA)	Barre principale de distribution CA	39,8	2	6
Câble CA 2	Barre distribution CA	Entrée des charges de la pourvoirie	15,4	30	6
Câble CA 3	Barre distribution CA	Barre intermédiaire vers borne VE	24,4	30	6
Câble CA 4	Barre intermédiaire VE	Entrée borne de recharge niveau 2	20,9	5	6

Les longueurs de câbles ont été estimées en fonction des contraintes d'aménagement du site hors réseau, notamment l'éloignement des équipements tels que la génératrice, les panneaux solaires, les batteries et l'onduleur, pour des raisons de sécurité, de performance et de confort. Ces distances influencent directement le dimensionnement des conducteurs.

Le choix des calibres suit les recommandations du tableau 2 de la norme CSA-C22.10-F18, avec une chute de tension cible < 3 %.

La simulation dans ETAP montre que :

- Le système est capable de fournir les deux charges sans appel à la génératrice ;
- Les pertes sont cohérentes et justifiées par les longueurs et sections de câbles ;
- Le dimensionnement des câbles a été effectué de manière à maintenir la chute de tension dans les limites prescrites par la norme CSA-C22.10-F18 ($\leq 3\%$), en tenant compte des courants nominaux et des longueurs estimées.

4.3.1.2 PARTIE CC

Cette section présente l'analyse de l'écoulement de puissance dans la partie CC du système, depuis les sources d'énergie jusqu'à l'entrée de l'onduleur.

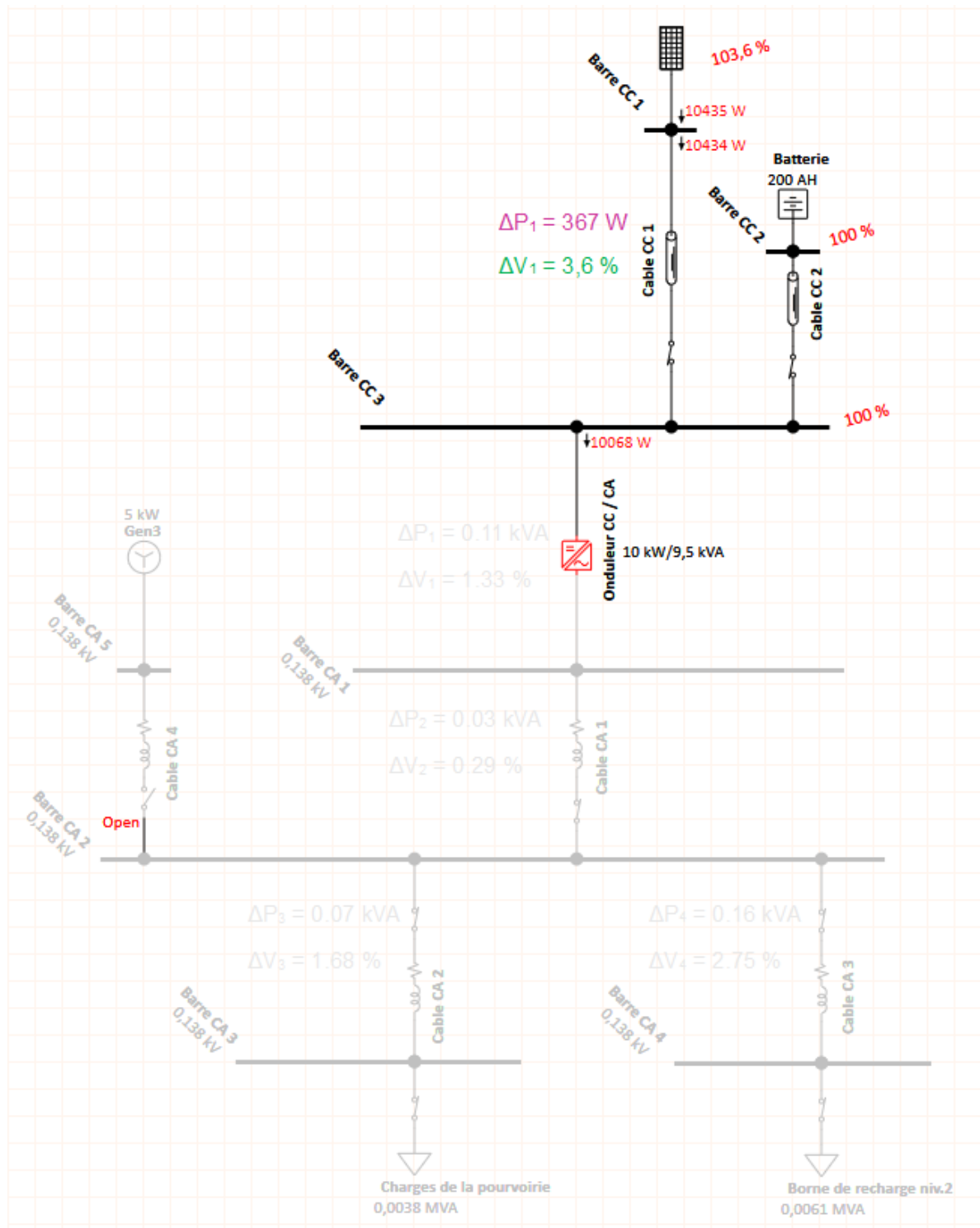


FIGURE 32 : RÉSULTATS D'ANALYSE D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE EN CC AVEC LE LOGICIEL ETAP

La partie CC repose sur une tension nominale fixe de 57,6 V, utilisée pour l'ensemble du modèle. Ce choix vise à simplifier la modélisation dans ETAP, qui ne permet pas l'intégration d'un convertisseur CC-CC de type MPPT (Maximum PowerPoint Tracking). Le scénario optimal identifié dans HOMER Pro prévoit une puissance photovoltaïque de 24 kW, mais dans ETAP, il est nécessaire de limiter la puissance entrante à 10 kW pour respecter la capacité maximale de l'onduleur (10 kW côté CC / 9,5 kW côté CA). En l'absence de module MPPT ou de régulation automatique dans le logiciel, la puissance produite par le champ PV a donc été ajustée manuellement pour correspondre à la capacité de l'onduleur. Cette simplification, bien que non représentative du comportement réel d'un système avec suivi du point de puissance maximale, reste cohérente dans une perspective de validation des flux de puissance.

Les flux de puissance sont analysés à partir du schéma de simulation de la FIGURE 32, en tenant compte de chaque tronçon :

- Puissance injectée par le champ PV (Barre CC1)

$$P_{PV} = 10\,435\text{ kW}$$

- Chute de tension dans le câble CC1 (Barre CC 1- Barre CC 3)

$$\Delta V = 3,6\%$$

- Perte de puissance dans le câble CC1 (effet Joule)

$$\Delta P_{c\grave{a}ble} = 367\text{ W avec } \Delta P = R * I^2$$

- Puissance reçue au bus commun DC (Barre CC3)

$$P_{barre\ CC} = P_{PV} - \Delta P_{c\grave{a}ble} = 10\,068\text{ W}$$

- Puissance transmise à l'onduleur (entrée DC)

$$P_{entr\acute{e}e\ onduleur} = 10\,068\text{ W}$$

4.3.2.1.2 CHOIX DES CÂBLES CC (NORME CSA)

Le tableau 12 suivant récapitule les caractéristiques des câbles CC :

**TABLEAU 12 : CARACTÉRISTIQUES DES CÂBLES CC ENTRE SOURCES D'ÉNERGIE
ET BUS COMMUN**

Câble CC	Équipement amont	Équipement aval	Courant	Longueur	Calibre
Câble CC 1	Champ photovoltaïque (PV)	Entrée commune CC (bus CC)	175 A	30 m	4/0 kcmil
Câble CC 2	Batterie	Entrée commune CC (bus CC)	200 AH	2 m	250 kcmil

Le dimensionnement des câbles a été effectué à partir des courants simulés dans ETAP, en se basant sur les valeurs admissibles indiquées dans le tableau 2 de la norme CSA C22.10-F18 (Code canadien de l'électricité). La conception vise à limiter la chute de tension à un seuil inférieur à 5 %, conformément aux exigences de l'article 64-204, qui spécifie une chute de tension maximale de 5 % pour les circuits en courant continu associés aux systèmes photovoltaïques.

La simulation dans ETAP permet de conclure que :

- Le système CC est stable, les sources PV et batteries alimentent correctement le bus commun sans surcharge ;
- Les pertes sont faibles et expliquées par les longueurs et sections de câbles utilisées ;
- Le choix des câbles respecte la norme CSA-C22.10-F18, avec une chute de tension maîtrisée < 5 % ;

- Le système peut alimenter l'onduleur efficacement sans appel à la génératrice CA

La configuration validée dans ETAP montre que l'ensemble du système CC fonctionne efficacement avec des chutes de tensions, inférieures à 5 %, et une tension constante autour de 57,6 V à l'entrée de l'onduleur. Les résultats permettent de valider le dimensionnement approprié des câbles et confirment que la conversion CC/CA s'effectue dans des conditions conformes aux exigences techniques.

4.4 POTENTIEL DE TRANSPOSITION VERS D'AUTRES SITES ISOLÉS

Bien que cette étude ait été centrée sur les pourvoiries hors réseau du Québec, la méthodologie employée ainsi que les résultats obtenus peuvent être transposés à d'autres contextes de sites isolés, tels que les communautés nordiques, les camps miniers ou encore d'autres établissements éloignés non connectés au réseau principal. La combinaison d'une modélisation énergétique détaillée avec HOMER Pro et l'analyse des surplus solaires en lien avec des bornes de recharge dynamiques peut être adaptée à diverses conditions climatiques et profils de charge. Par exemple, les villages nordiques pourraient bénéficier d'un dimensionnement similaire des systèmes hybrides pour réduire leur dépendance au diesel, tandis que les camps miniers temporaires pourraient optimiser leur logistique énergétique avec une recharge modulée des véhicules. Cette transposabilité confirme la pertinence et la démarche méthodologique, tout en ouvrant des perspectives concrètes d'application à plus grande échelle.

CHAPITRE 5

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Ce chapitre final synthétise les principaux résultats de l'étude portant sur l'optimisation de la recharge des véhicules électriques dans les pourvoiries hors réseau, à partir des simulations menées avec HOMER Pro et ETAP. Il met en évidence les gains techniques, économiques et environnementaux des scénarios optimaux, notamment grâce à l'usage de bornes de recharge dynamique et au surdimensionnement des systèmes solaires. Enfin, il propose des recommandations concrètes pour approfondir les recherches futures et améliorer la performance énergétique et la fiabilité des infrastructures dans les sites isolés.

5.1 CONCLUSION

La présente étude visait à optimiser la recharge des véhicules électriques (VE) dans des pourvoiries hors réseau en maximisant l'utilisation des surplus d'énergie solaire. À travers une méthodologie basée sur les simulations technico-économiques (HOMER Pro) et les validations électriques (ETAP), plusieurs scénarios ont été évalués pour trois pourvoiries distinctes.

Pour la pourvoirie A, le scénario de référence avec 10 kW de PV, 5 kW de génératrice, 5 kW d'onduleur et 10 kWh de batterie offrait un surplus solaire de 28 776 kWh sur 25 ans. En surdimensionnant la puissance PV à 24,6 kW, tout en maintenant les autres composants, le surplus a été multiplié par près de 5, atteignant 135 679 kWh sur 25 ans. Cette solution réduit la consommation de diesel de 19 %, diminue les GES de 4 863 à 3 942 kg CO₂éq/an, et reste économiquement viable (NPC de 170 520 \$).

Pour la pourvoirie B, le scénario de référence avec 4,5 kW de PV, 2 kW d'onduleur, 10 kWh de batterie et 2 kW de génératrice produisait un surplus solaire limité à 8 662 kWh sur 25 ans.

En surdimensionnant la puissance PV à 10 kW et en maintenant la batterie à 10 kWh, l'onduleur à 4 kW et la génératrice à 2 kW, le surplus atteint 43 583 kWh sur 25 ans, soit une multiplication par 5 par rapport au cas de base. Cette configuration permet une réduction de 78 % de la consommation de diesel, une baisse des émissions de GES de 407 à 91 kg CO₂eq/an, et reste économiquement soutenable avec un NPC de 44 016 \$.

Pour la pourvoirie C, le scénario de référence, qui correspond également au cas optimal, est composé de 32 kW de PV, 16 kW de génératrice, 10 kW d'onduleur et 28 kWh de batterie. Ce dimensionnement produit un surplus solaire limité de 392 kWh sur 25 ans. Ce faible rendement s'explique par une production excédentaire saisonnière insuffisante pour répondre aux besoins énergétiques plus élevés de la pourvoirie C, soulignant l'importance de l'adéquation entre la taille des composants et les profils de consommation. Des analyses plus poussées sont nécessaires, en particulier en testant des plages de charge élargies, ou en valorisant le surplus de la génératrice lorsqu'elle est en marche.

Les validations réalisées avec ETAP ont confirmé la conformité électrique du système : les sections de câble ont été dimensionnées selon les normes CSA, les pertes et chutes de tension sur la partie CC et CA sont maîtrisées, et les flux de puissance sont cohérents. Cela renforce la validité technique des scénarios retenus.

En somme, cette étude confirme qu'un système intégré permet à la fois l'alimentation des infrastructures existantes et la recharge des VE dans un système unique optimisé. Cette approche est répliquable à d'autres sites isolés, tels que des villages nordiques ou des mines et peut contribuer à réduire significativement les coûts énergétiques et les émissions de GES, tout en facilitant l'intégration de véhicules électriques dans les zones hors réseau.

5.2 RECOMMANDATIONS

Bien que l'approche méthodologique adoptée dans ce projet ait permis d'identifier des scénarios optimaux pour les pourvoiries A et B, le potentiel d'optimisation demeure

partiellement exploré pour la pourvoirie C, qui représente le site le plus vaste et énergétiquement exigeant des trois. Les simulations effectuées jusqu'à présent pour cette pourvoirie se sont appuyées sur une grille de scénarios restreinte, inspirée principalement des configurations optimisées pour la pourvoirie A. Cela a conduit à une configuration finale identique au scénario de référence, sans dégager d'alternative significativement plus performante.

Cependant, cette convergence ne signifie pas que la pourvoirie C ne présente aucun potentiel d'amélioration. Il est probable que la combinaison spécifique des paramètres testés n'ait pas permis d'explorer l'ensemble des configurations optimales. Il est donc fortement recommandé de poursuivre les simulations pour la pourvoirie C, en élargissant l'espace des paramètres : augmentation de la capacité PV, de la batterie, de la puissance d'onduleur et surtout de la génératrice, dont le rôle pourrait être repensé.

Une piste particulièrement prometteuse serait l'intégration du surplus de puissance de la génératrice dans le calcul des surplus énergétiques. En effet, dans les configurations actuelles, les surplus considérés proviennent exclusivement de la production photovoltaïque. Or, la génératrice fonctionne parfois à charge partielle, notamment lors des pointes de consommation. En évaluant l'énergie non consommée mais disponible durant ces périodes, il serait possible d'exploiter ces surplus pour recharger les VE de manière complémentaire, en l'absence de soleil. Cela ouvrirait la voie à une stratégie hybride avancée, alliant surplus PV et génératrice pour maximiser la flexibilité des bornes dynamiques.

En complément des optimisations énergétiques obtenues avec HOMER Pro, il est recommandé d'approfondir l'usage d'ETAP afin de simuler divers scénarios de court-circuit, de vérifier la sélectivité des protections et d'évaluer la qualité de l'énergie (harmoniques, facteur de puissance, stabilité transitoire), dans le but de garantir la robustesse, la sécurité et la fiabilité des systèmes hybrides étudiés.

5.3 LISTE DES CONTRIBUTIONS SCIENTIFIQUES ET DISTINCTIONS OBTENUES DANS LE CADRE DE CE PROJET DE MAÎTRISE

- **Affiches et présentations**

H. Tenesso Mefeuya, « *Optimisation de la recharge des véhicules électriques dans les sites hors réseau* », Affiche présentée aux Rendez-vous de la recherche 2025, UQAC, Canada, février 2025.

H. Tenesso Mefeuya, « *Optimisation de la recharge des véhicules électriques dans les sites hors réseau* », Affiche présentée au 92^e Congrès de l'ACFAS, Montréal, Canada, mai 2025.

- **Prix et distinctions**

Prix « Chaire Technologie, Durabilité et Société (TDS) » – Rendez-vous de la recherche, UQAC, Canada, février 2025.

Prix du public – Rendez-vous de la recherche, UQAC, Canada, février 2025.

LISTE DE RÉFÉRENCES

- [1] Alternative solaire. "Pourvoires". <https://vie-alternative.com/pourvoires/> (Consulté le 25 Juillet 2025).
- [2] Fédération des pourvoires du Québec, "Étude sur la performance économique des pourvoires du Québec," Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec (MRNF), Québec, Canada, rapport gouvernemental, 2006. Consulté le 25 Juillet 2025. [En ligne]. Disponible: <https://mffp.gouv.qc.ca/documents/faune/performance-pourvoires-2006.pdf>
- [3] Pourvoires Québec. "À propos de la FPQ". Fédération des pourvoires du Québec. <https://www.pourvoires.com/a-propos-de-la-fpq> (Consulté le 25 juillet 2025).
- [4] J. Payeur. "Virage durable en pourvoires : entre attentes et prix". Réseau Veille Tourisme. <https://veilletourisme.ca/2024/03/12/virage-durable-pourvoirie/> (Consulté le 25 Juillet 2025).
- [5] Gouvernement du Québec. "Consommation d'énergie, transition énergétique et réduction des émissions de GES". <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-approvisionnement-distribution> (Consulté le 25 Juillet 2025).
- [6] power-sonic. "Energy Storage and EV Charging". Power-Sonic Corporation. <https://www.power-sonic.com/evesco/energy-storage-ev-charging/> (Consulté le 25 Juillet 2025).
- [7] Y. Z. Wenjing Li, Shaokang Wang, Jing Li, Chuanrui Jia, "Optimal Sizing of Energy Storage for Electric Vehicle Charging Stations Using Renewable Energy Sources," présenté à 2023 IEEE 6th International Electrical and Energy Conference (CIEEC), Qingdao, China, 2023, pp. 1-6. [En ligne]. Disponible: <http://dx.doi.org/10.1109/CIEEC58067.2023.10166937>
- [8] A. Di Giorgio, F. Liberati, et S. Canale, "IEC 61851 compliant electric vehicle charging control in smartgrids," Dans *21st Mediterranean conference on control and automation*, 2013, pp. 1329-1335: IEEE.
- [9] Hydroquebec, "Bornes de recharge pour véhicules électriques," Hydro-Québec, 2015. Consulté le 29 juillet 2025. doi: <https://www.hydroquebec.com/data/electrification-transport/pdf/guide-technique.pdf>.
- [10] Chargepoint+. "What are the different public EV charging connector types?". <https://www.chargepoint.com/fr-ca/drivers/support/faqs/what-are-different-public-ev-charging-connector-types> (Consulté le 25 Juillet 2025).
- [11] Tesla. "North American Charging Standard (NACS)". Tesla, Inc. https://www.tesla.com/fr_ca/NACS (Consulté le 29 Juillet 2025).
- [12] Association des Véhicules Électriques du Québec. "Les véhicules électriques adoptent la norme de recharge Tesla. Voici quand cela se produira réellement".

- AVÉQ. <https://www.aveq.ca/actualiteacutes/les-vehicules-electriques-adoptent-la-norme-de-recharge-tesla-voici-quand-cela-se-produira-reellement> (Consulté le 25 Juillet 2025).
- [13] L. Žiga. "Protocoles et normes de recharge des VE : Un guide complet". Tridens Technology. <https://tridentstechnology.com/fr/protocoles-de-charge-des-ev-normes/> (Consulté le 25 Juillet 2025).
- [14] Régie du bâtiment du Québec. "Code de construction du Québec – Chapitre V – Électricité (article 625)". <https://www.rbq.gouv.qc.ca/resultats-de-recherche/?q=625&btn=> (Consulté le 03 Août 2025).
- [15] IEEE, "Norme IEEE pour l'interconnexion et l'interopérabilité des ressources énergétiques distribuées avec les interfaces des systèmes d'alimentation électrique associés," pp. 1-138, 6 avril 2018. [En ligne]. Disponible: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8332112>
- [16] J. Sekutowicz, "TESLA superconducting accelerating structures," vol. 18, no. 8, pp. R1–R20, 2007. [En ligne]. Disponible: <http://dx.doi.org/10.1088/0957-0233/18/8/001>
- [17] Gouvernement du Québec. "Choosing a home charging station". <https://www.quebec.ca/en/transport/electric-transportation/charging/choose-home-charging-station> (Consulté le 25 juillet 2025).
- [18] Schneider Electric. "Infrastructure de recharge de Véhicules Electriques". https://fr.electrical-installation.org/frwiki/Infrastructure_de_recharge_de_V%C3%A9hicules_Electriques (Consulté le 29 juillet 2025).
- [19] Victron energy. "EV Charging Station". <https://www.victronenergy.fr/ev-charging/ev-charging-station> (Consulté le 29 Juillet 2025).
- [20] Y. C. Shuwei Zhong, Shangyuan Zhang, "Stratégie d'optimisation de la charge de recharge des véhicules électriques basée sur un tarif dynamique en fonction de l'heure de consommation," 2023. [En ligne]. Disponible: <http://dx.doi.org/10.21203/rs.3.rs-2916080>
- [21] Ressources naturelles Canada. "Recharge des véhicules électriques". Gouvernement du Canada. <https://ressources-naturelles.canada.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-transport-carburants-remplacement/recharge-des-vehicules-electriques/25055> (Consulté le 25 juillet 2025).
- [22] Circuit électrique. "Borne de recharge rapide". <https://lecircuitelectrique.com/fr/bornes/borne-recharge-rapide-50/> (Consulté le 25 juillet 2025).
- [23] Cable Matters. "The J1772 Connector Explained: A Complete Guide to Electric Vehicle Charging". <https://www.cablematters.com/Blog/Power/what-is-j1772> (Consulté le 25 juillet 2025).

- [24] D. Diallo, "Développement d'un modèle de prédiction des attaques DoS sur les réseaux véhiculaires électriques V2G," Mémoire de maîtrise, Université du Québec à Trois-Rivières (UQTR), 2023. [En ligne]. Disponible: <https://depot-e.uqtr.ca/id/eprint/10780/1/eprint10780.pdf>
- [25] Gouvernement du Québec, "Stratégie québécoise sur la recharge des véhicules électriques," Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, Québec, Canada, 2023. Consulté le 25 juillet 2025. [En ligne]. Disponible: <https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/environnement/vehicules-electriques/recharge/Strategie-quebecoise-recharge-vehicules-electriques.pdf>
- [26] D. M. Nguyen, Kishk, M.A. & Alouini, MS, "Dynamic charging as a complementary approach in modern EV charging infrastructure," *Scientific Reports*, vol. 14, p. Article ID: 5785, 2024. [En ligne]. Disponible: <https://doi.org/10.1038/s41598-024-55863-3>
- [27] D. S. N. Nassar, H. Morais, N. Nassar, D. Silva, H. Morais, "Hierarchical energy management solution for smart charging," présenté à 5th International Conference on Power Electronics and Power Transmission (ICPEPT), 2022. [En ligne]. Disponible: <http://dx.doi.org/10.1049/icp.2022.0805>
- [28] S. L. Himadry Shekhar Das, Fahim Chowdhury, Tonmoy Ghosh "Game Theoretical Energy Management of EV Fast Charging Station with V2G Capability," présenté à 2020 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon), 2020, pp. 344–349. [En ligne]. Disponible: <http://dx.doi.org/10.1109/PECON48942.2020.9314460>
- [29] O. M. Alia Salah, Frank Brosi, Hans Christian et H. R. Frank Brosi, "Coordinated EV Charging Based on Charging Profile Clustering and Rule Based Energy Management " présenté à SAE Technical Paper Series, SAE World Congress Experience (WCX), 2023. doi: <https://doi.org/10.4271/2023-01-1226>.
- [30] Circuit électrique. "La recharge rapide au banc d'essai". Hydro-Québec. <https://lecircuitelectrique.com/fr/bancs-essais/> (Consulté le 29 juillet 2025).
- [31] Hydro-Québec. "Le Circuit électrique met en service une borne de recharge rapide autonome alimentée par des panneaux solaires". Hydro-Québec. <https://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/hq/2040//> (Consulté le 29 juillet 2025).
- [32] Pairedpower. "Charge every EV with no utility upgrade". <https://pairedpower.com/> (Consulté le 29 juillet 2025).
- [33] Beam Global. "Sustainable EV charging In Minutes Not Months". <https://beamforall.com/product/ev-arc/> (Consulté le 29 juillet 2025).
- [34] H. O. H. Raghul Suraj Sundararajan, Seyed Mohammad Mousavi, Tariq Iqbal, "Dynamic Simulation of an Isolated Solar Powered Charging Facility for 20 Electric Vehicles in St. John's, Newfoundland," présenté à 30th Annual IEEE Northeast Electronics Conference (NECEC), Novembre 2020. [En ligne]. Disponible: https://research.library.mun.ca/14672/1/37_CameraReady_Dynamic%20modelling

[%20of%20solar%20parking%20lot%20for%2020%20cars%20letter%20\(NECEC%202020\).pdf](#)

- [35] S. A. O. Essam Hendawi, Sherif Zaid, Ayman Hoballah, Salah K. ElSayed, Nagy I. Elkalashy, Yasser Ahmed, "Modeling and Experimental Verification of Off-Grid Photovoltaic Charging Stations for Electric Vehicles," *Computers, Materials & Continua (CMCM)*, vol. 43, no. 3, pp. 1901–1918, 2021. [En ligne]. Disponible: <https://www.techscience.com/csse/v43n3/47681/html>
- [36] J. W. Wei Gan, Mingyu Yan, Yue Zhou, Wei Yao, "Enhancing Resilience With Electric Vehicles Charging Redispatching and Vehicle-to-Grid in Traffic-Electric Networks," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 59, no. 5, pp. 1-11, 2023. [En ligne]. Disponible: <https://typeset.io/papers/enhancing-resilience-with-electric-vehicles-charging-216vdih0>
- [37] Y. W. Haché Li, Pei Peng, Zonghai Chen, "A review on dynamic wireless power transfer for electric vehicles: Progress, challenges, and future directions," *eTransportation*, vol. 20, p. 100391, 2024. [En ligne]. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2773153724000331>
- [38] HOMER Energy. "HOMER Pro 3.15". <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.15/index.html> (Consulté le 29 Juillet 2025).

ANNEXES

Annexe A – Affiche scientifique présentée lors des Rendez-vous de la recherche UQAC-2025



1- Résumé

- Dépendance aux génératrices, coûts élevés, émissions dans les pourvoires.
- Croissance des VE (Véhicules électriques), besoin de solutions durables hors réseau.
- Optimisation des surplus solaires avec bornes dynamiques.
- Réduction des coûts, émissions et meilleure efficacité.
- Simulation avec le logiciel Homer Pro : Intégration PV (Photovoltaïque), onduleur, génératrice, batterie.
- Intégration des bornes de recharges des VE.
- Test de configurations énergétiques optimales.

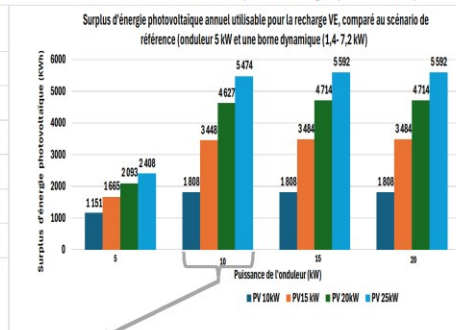
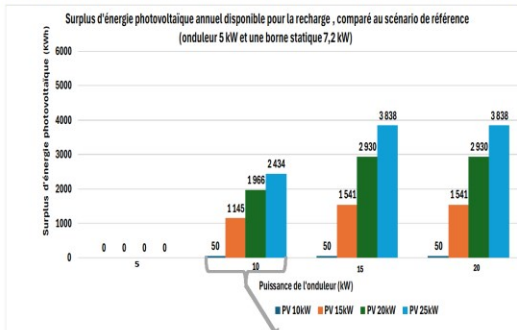
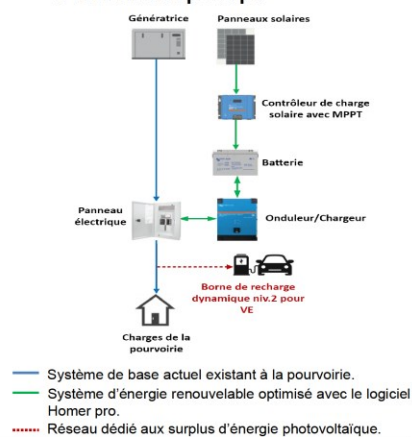
2- Méthodologie

Étape 1 : Analyse des besoins Consommation énergétique : 30 kWh/jour [1] (sans VE). Système de référence : Générateur : 5 kW. Onduleur : 5 kW. Batterie : 10 kWh. Système PV : 10 kW.

Étape 2 : Modélisation et simulations Logiciel : Homer Pro. Variations testées : Puissance PV : 10 à 25 kW. Onduleurs : 5 à 20 kW. Générateur et batterie minimales pour limiter : Émissions de GES, Coûts élevés.

Étape 3 : Intégration des bornes dynamiques Puissances variables : 1,4 à 7,2 kW. Maximisation des surplus solaires. Comparaison avec une borne fixe de 7,2 kW.

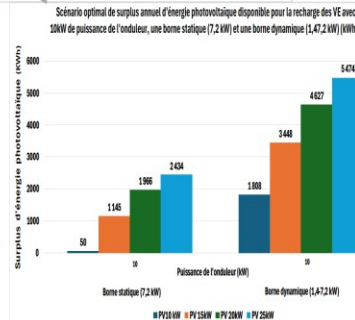
3- Schéma de principe



4- Analyse et résultats

- Borne statique (7,2 kW) : Faible utilisation des surplus PV (50 à 2434 kWh).
- Borne dynamique (1,4-7,2 kW) : Utilisation optimisée (1808 à 5474 kWh), jusqu'à 2,5 fois plus efficace.
- Onduleur : pas de gain significatif pour des puissances supérieures à 10 kW.

Note : consommation VE :
Berlines, SUV compacts. 18 kWh/100 km
SUV lourds, camionnettes. 30 kWh/100km



5- Conclusion

L'intégration d'une borne de recharge dans le réseau électrique d'une pourvoirie isolée avec une consommation moyenne de 30 kWh/jour a été étudiée.

Résumé des résultats :

- La modélisation optimisée avec Homer a donné une installation comprenant : PV 10 kW, onduleur 10 kW, génératrice 5kW, Batterie 10kW.
- les bornes dynamiques sont plus efficaces que les bornes statiques pour l'utilisation des surplus PV.

Recommandations :

- Étudier l'usage des surplus de puissance de la génératrice lorsqu'elle est en opération en complémentarité avec le PV pour alimenter la borne dynamique
- Étudier les surplus PV dans une pourvoirie moyenne et dans une grande pourvoirie.

6- Bibliographie

[1] Martin Bourbonnais, Bruno Dumont, Bernard Cyr. Devis de projet « Conception de l'intégration de la recharge de véhicules électriques en site isolé ». Centre des Technologies des énergies renouvelables et du rendement énergétique (Centre TERRE) du CRISQ au Cégep de Jonquière. 3 pages. 6 septembre 2022.

7- Remerciements et contact

Stephan Brettschneider, ing. Ph.D. sbretts@uqac.ca
Patrick Déry, B.Sc.A, M.Sc.A. PatrickDery@solutioncpa.com

Annexe B – Extrait du Code canadien de l'électricité (Tableau 2)



Tableau 2
Courants admissibles pour un maximum de trois
conducteurs en cuivre, sans blindage et d'au plus 5000 V
dans une canalisation ou un câble
(sur base d'une température ambiante de 30 °C*)

(voir les articles 4-004, 8-104, 12-2210, 12-2260, 12-3034, 26-142, 42-008 et 42-016 et les tableaux 5A, 5C, 19, 39 et D3)

Grosueur, AWG ou kcmil	Courant admissible†,††					
	60 °C‡	75 °C‡	90 °C‡**	110 °C‡ Voir note	125 °C‡ Voir note	200 °C‡ Voir note
14§	15	20	25	25	30	35
12§	20	25	30	30	35	40
10§	30	35	40	45	45	60
8	40	50	55	65	65	80
6	55	65	75	80	90	110
4	70	85	95	105	115	140
3	85	100	115	125	135	165
2	95	115	130	145	155	190
1	110	130	145	165	175	215
0	125	150	170	190	200	245
00	145	175	195	220	235	290
000	165	200	225	255	270	330
0000	195	230	260	290	310	380
250	215	255	290	320	345	—
300	240	285	320	360	385	—
350	260	310	350	390	420	—
400	280	335	380	425	450	—
500	320	380	430	480	510	—
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7

(à suivre)

Tableau 2 (fin)

Grosueur, AWG ou kcmil	Courant admissible†,††					
	60 °C‡	75 °C‡	90 °C‡**	110 °C‡ Voir note	125 °C‡ Voir note	200 °C‡ Voir note
600	350	420	475	530	565	—
700	385	460	520	580	620	—
750	400	475	535	600	640	—
800	410	490	555	620	660	—
900	435	520	585	655	700	—
1000	455	545	615	690	735	—
1250	495	590	665	745	—	—
1500	525	625	705	790	—	—
1750	545	650	735	820	—	—
2000	555	665	750	840	—	—
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7

Annexe C – Détails pour la modélisation avec le logiciel ETAP

1. Caractéristiques du panneau photovoltaïque simulé

Info

PV Panel

PV Array

SC

Physical

Time Domain

Remarks

Comments

Rating

Power	Tol. P	
174	6,9	
Vmp	Voc	% Eff
31	37	270
Imp	Isc	% Fill Factor
5,61	5,8	81,04

Performance Adjustment Coefficients

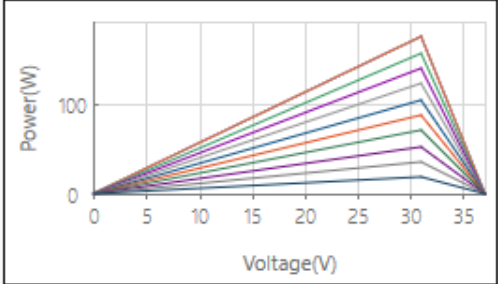
	Alpha Isc	Beta Voc
Temperature	0	0
	Delta Voc	
Irradiance	0	

Base

Temp
25
Ir rad
1000
NOCT
45

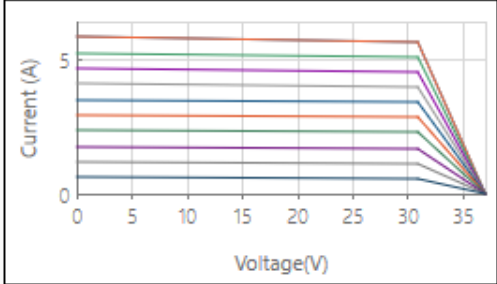
Library...

P-V Curve







Print




I-V Curve



Print



PVA3



OK

Cancel

2. Configuration du champ photovoltaïque (PV Array)

Info
PV Panel
PV Array
SC
Physical
Time Domain
Remarks
Comments

PV Panel

Watt / Panel
174

in Series
2

of Parallel
30

PV Array (Total)

of Panels
60

Volts,dc
62

kW,dc
10,43

Amps,dc
168,3

Irradiance Calc.

	Generation Category	Irradiance	Ta	Tc	MPP kW
▶ 1	Design	1000	30	61,3	10,43
2	Normal	900	30	58,1	9,39
3	Shutdown	800	30	55	8,35
4	Emergency	700	30	51,9	7,3
5	Standby	600	30	48,8	6,26
6	Startup	500	30	45,6	5,22
7	Accident	400	30	42,5	4,17
8	Summer Load	300	30	39,4	3,13
9	Winter Load	200	30	36,3	2,09
10	Gen Cat 10	100	30	33,1	1,04

PVA3

OK

Cancel

3. Paramétrage de la batterie

Battery Editor - Batterie

Info Rating BMS SC Remarks Comment

MFR VPC R Temp.

Model Capacity

Type

Char.

Library...

Rating

of Cells

of Packs

of Strings

Rated Voc V

Total Capacity AH

Temperature

Max. °C Min. °C

Cut-off SoC









Charge %

Discharge %

State of Charge

	SoC Category	SoC %	Cap AH
1	Design	80	160
2	Normal	80	160
3	Charging	80	160
4	Discharging	80	160
5	Floating	80	160
6	Startup	80	160
7	Emergency	80	160
8	Backup	80	160
9	Standby	80	160
10	Bat Cat 10	80	160

Operating SoC %

    Batterie     OK Cancel

4. Configuration de la génératrice synchrone

Synchronous Generator Editor - Gen3

Hamonic Protection Reliability Fuel Cost Time Domain O and M Remarks Comment
 Info Rating Capability Imp/Model Grounding Inertia Exciter Governor PSS

0,138 kV 5 kW Mvar Control

Rating

kW	kV	% PF	kVA	% Eff.	Poles
5	0,138	80	6,25	95	4
% of Bus Nom. kV		FLA		RPM	
100		26,15		1800	

	Gen. Category	% V	Angle	kW	kvar	% PF	Qmax	Qmin
1	Design			5	0	100	3,75	0
2	Normal			5	0	100	3,75	0
3	Shutdown			5	0	100	3,75	0
4	Emergency			5	0	100	3,75	0
5	Standby			5	0	100	3,75	0
6	Startup			0	0	85	5,22	0

Prime Mover Rating

Continuous		Peak	
HP	kW	HP	kW
60346	45000	60346	45000

Mvar Limits

☒ Capability Curve ☐ User-Defined

Peak kvar: 27888

Operating Values

% V	Vangle	kW	kvar
100,238	0	5	0

Gen3

OK Cancel

5. Configuration de l'onduleur

Inverter Editor - Onduleur

Info Rating Loading SC Model FRT Generation Duty Cycle Harmonic Time Domain Reliability F

DC 10 kW 57,6 V AC 0,138 kV 9,5 kVA

DC Rating

kW 10 V 57,6 Vmax 110 % Vmin 90 %

FLA 173,6

Efficiency

%Load 100 75 50 25

%Eff. 95 95 95 95

Imax

100 %

AC Rating

kVA 9,5 kV 0,138 FLA 39,75








Normal Operating Voltage

Vmin 80 % Vmax 101 %

%PF 100 Min. PF 80 Max. PF 100

AC Grounding

Grounded ☐ Earthing Type IT - Individual ☒ Distributed Neutral ☐





Onduleur



OK Cancel

Annexe D – Limites de chute de tension selon la norme CSA C22.10-F18

- **Chute de tension en courant alternatif (CA)**

8-102 Chute de tension (voir les appendices B et D)

- 1) La chute de tension d'une installation doit être basée sur la charge raccordée de l'artère ou de la dérivation si elle est connue, sinon, elle doit être basée sur 80 % des caractéristiques nominales du dispositif de protection contre la surcharge ou les surintensités de la dérivation ou de l'artère, et ne pas dépasser :
 - a) 3 % dans une artère ou une dérivation ; et
 - b) 5 % à partir du côté alimentation du branchement du consommateur (ou son équivalent) jusqu'au point d'utilisation.
- 2) Malgré le paragraphe 1), si les dispositifs de protection contre les surintensités sont choisis conformément à d'autres sections de ce Code, la chute de tension doit être basée sur la charge de demande calculée pour l'artère ou la dérivation.
- 3) Malgré le paragraphe 1), le câblage des dérivations d'usage général convenant à au plus 120 V ou 20 A dans des logements où la longueur du conducteur est mesurée entre le côté alimentation du branchement du consommateur et le point d'utilisation le plus éloigné, conformément aux valeurs du tableau 68, doit être acceptable.
- 4) Malgré le paragraphe 1), dans des établissements industriels où les travaux d'entretien et la supervision sont effectués par du personnel qualifié, la conception doit faire en sorte que la tension au point d'utilisation soit conforme aux valeurs nominales ou aux tolérances relatives à la tension applicables au(x) dispositif(s) raccordé(s).

- **Chute de tension en courant continu (CC)**

64-204 Chute de tension

Malgré l'article 8-102, les conducteurs du circuit d'alimentation et du circuit de sortie photovoltaïque doivent être conformes à l'une des exigences qui suivent :

- a) la chute de tension doit être jugée acceptable si les conducteurs conviennent à au moins 125 % du courant de court-circuit maximal disponible du système photovoltaïque solaire ;
- b) la chute de tension ne doit pas être supérieure à 5 % de la tension de fonctionnement nominale ;
- c) la chute de tension de fonctionnement nominale ne doit pas être supérieure au pourcentage obtenu en multipliant 50 % du courant nominal du circuit d'alimentation photovoltaïque à l'étude divisé par le courant nominal de l'ensemble raccordé à l'unité de conditionnement d'énergie, ou directement aux charges ; ou
- d) la résistance doit être suffisamment faible pour permettre le fonctionnement du dispositif de protection contre les surintensités protégeant le circuit en cas de court-circuit.