

Conception d'un système de pompage d'eau solaire
photovoltaïque expérimental pour régions isolées : contrôle et
dimensionnement

par

Bastien THOMASSET

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
COMME EXIGENCE PARTIELLE À L'OBTENTION DE LA MAÎTRISE
AVEC MÉMOIRE EN GÉNIE ÉNERGIES RENOUVELABLES ET EFFICACITÉ
ÉNERGÉTIQUE
M. Sc. A.

MONTRÉAL, LE 06 JUIN 2022

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

Bastien Thomasset, 2022

Cette licence Creative Commons signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette oeuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'oeuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Daniel Rousse, directeur de mémoire
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Simon Joncas, président du jury
Département de génie mécanique à l'École de technologie supérieure

M. Ricardo Izquierdo, membre du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 25 MAI 2022

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier mon directeur de recherche, Daniel Rousse, pour m'avoir accompagné et donné la chance de réaliser ce projet au sein de sa chaire de recherche industrielle en technologies de l'énergie et en efficacité énergétique (t3e).

Je remercie également tous les membres de ce groupe de recherche, et notamment les personnes dont les travaux se tournent vers l'énergie solaire, pour leurs conseils et réflexions lors de nos rencontres.

Je remercie enfin, Théo Delpech, membre du groupe t3e, un ami et partenaire qui, en plus d'apporter un grand soutien, a réalisé en parallèle de mon mémoire un travail nécessaire et conséquent dans son sujet d'étude.

Conception d'un système de pompage d'eau solaire photovoltaïque expérimental pour régions isolées : contrôle et dimensionnement

Bastien THOMASSET

RÉSUMÉ

L'eau représente environ entre 60 à 70 % de la masse corporelle de chaque être humain. Cette ressource est donc essentielle à la vie, mais également à d'autres activités comme l'irrigation des cultures. Pourtant, encore aujourd'hui, certaines populations vivent en situation critique de stress hydrique, et manquent d'un accès stable et suffisant à l'eau. La plupart d'entre elles sont éloignées de tout réseau de distribution moderne et combattent également un contexte socio-économique difficile. Pour répondre à cette problématique, des stations de pompage d'eau photovoltaïques autonomes permettent de fournir un point d'eau, essentiellement grâce à l'énergie solaire. Respectant les contraintes de la transition énergétique avec une empreinte carbone faible, le coût d'investissement de ces technologies reste tout de même non négligeable.

Premièrement, la conversion de l'énergie photovoltaïque en énergie hydraulique est soumise à plusieurs rendements qui dépendent du comportement du système. Pour proposer une issue attractive sur le plan économique, mais également sur celui de la résilience, différentes solutions sont envisagées pour associer la matrice photovoltaïque et la pompe. Les travaux présentés développent une approche numérique personnalisable pour modéliser les diverses possibilités du conditionnement de puissance, à l'aide du logiciel *Matlab/Simulink*. Des comparaisons entre quatre topologies de convertisseurs et trois stratégies de contrôle MPPT ont permis de mettre en avant la technologie buck-boost, ainsi que la logique floue, malgré des performances similaires. De plus, six couplages distincts (direct, MPPT avec et sans batterie, convertisseur à tension fixe, contrôleur LCB, contrôleur MPPT-LCB) ont été modélisés pour permettre de mettre en avant leurs comportements et leurs avantages. L'ensemble de ces comparaisons a été réalisé avec un moteur à courant continu, mais d'autres simulations ont permis l'étude d'une motorisation à courant alternatif, pour mettre en lumière l'efficacité dynamique de la commande vectorielle contre la commande scalaire.

Deuxièmement, les enjeux du dimensionnement ont été mis en avant grâce à l'exploitation du programme *PVsyst*. Des études sur la hauteur d'eau (1 à 5 m), l'autonomie du réservoir (1 à 5 jours), la localisation (Montréal, Paris, Porto Velho, Bamako, New Deli, Helsinki), ainsi que la consommation locale d'eau permettent de quantifier l'énergie produite, les rendements et le nombre de personnes qui pourra être alimenté par le système. Le système est voué à être pourvu d'un caractère de modulabilité, pour comprendre entre 1 et 6 panneaux, soit une puissance qui varie de 335 à 2010 W. L'intérêt est de proposer à l'utilisateur différentes gammes de débits que pourront fournir le système de pompage surfacique.

Mots-clés: photovoltaïque, pompage, contrôle, dimensionnement, modélisation, isolé

Test bench of a photovoltaic water pumping system for isolated areas : Control and sizing

Bastien THOMASSET

ABSTRACT

Water represents about 60 to 70 % of the body mass of each human being. This resource is therefore essential to life but also to other activities such as crop irrigation. However, even today, some populations live in a critical situation of water stress and a lack of stable and sufficient access to water. Most of them are far away from any modern distribution network and are also fighting a difficult socio-economic context. To address this problem, stand-alone photovoltaic water pumping stations provide a water point solely through solar energy. Respecting the constraints of the energy transition with a relatively low carbon footprint, the capital cost of these technologies is however not negligible.

The conversion of photovoltaic energy into hydraulic energy is subject to several efficiency limitations that depend on the behavior of the system. To propose an economically attractive and resilient solution, different solutions are possible to associate the photovoltaic array and the pump. The work done here implements a customizable numerical approach to modeling, using the software *Matlab/Simulink*, the various possibilities of power conditioning. Comparisons between four converter topologies and three MPPT control strategies have allowed to highlight buck-boost technology and fuzzy logic, despite performances close to each other (1 or 2 % discrepancies). Moreover, six couplings (direct, MPPT with and without battery, fixed voltage converter, LCB controller, MPPT-LCB controller) have been modeled to highlight the behavior and advantages of each of them. All these simulations were performed with a DC motor, but others allowed the study of an AC motorization to highlight the dynamic efficiency of the vector control against the scalar control.

In a second step, the dimensioning issues were highlighted thanks to the exploitation of the program *PVsyst*. Studies on the water height (1 to 5 m), the autonomy of the tank (1 to 5 days), the power of the system (335 to 2010 W) and the variability of the location (Montreal, Paris, Porto Velho, Bamako, New Deli, Helsinki) and local water consumption allow to quantify the energy produced, the efficiency and the number of people that can be supplied by the system. This last one includes a character of modulability to include between 1 and 6 panels, that is to say a power which can vary from 335 to 2010 W. The interest is to propose to the user different ranges of flows that the surface pumping system will be able to provide.

Keywords: photovoltaic, pumping, control, sizing, modeling, isolated

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LITTÉRATURE	3
1.1 Composants et fonctionnement du Système de Pompage d'Eau Solaire	
Photovoltaïque	3
1.1.1 Panneau Photovoltaïque	4
1.1.1.1 Effet de l'irradiation	6
1.1.1.2 Effet de la température	7
1.1.1.3 Effet de la configuration des modules photovoltaïques	8
1.1.2 Moteur	10
1.1.2.1 Motopompe	10
1.1.2.2 Pompe	13
1.1.3 Électronique de puissance	17
1.1.3.1 Type de Couplage	17
1.1.3.2 Convertisseurs courant continu - courant continu	20
1.1.3.3 Onduleur	24
1.1.4 Stockage de l'énergie	26
1.1.4.1 Réservoir	27
1.1.4.2 Batterie	27
1.2 Système de contrôle et lois de commandes du Système de Pompage d'Eau Solaire Photovoltaïque	29
1.2.1 Contrôle du convertisseur courant continu - courant continu	30
1.2.1.1 Perturbation et Observation	30
1.2.1.2 Conductance incrémentale	32
1.2.1.3 Logique floue	34
1.2.1.4 Tension de Circuit Ouvert Fractionné	36
1.2.1.5 Courant de Court-Circuit Fractionné	37
1.2.1.6 Contrôle par Corrélation des Ondulations	37
1.2.1.7 Autres méthodes	39
1.2.2 Contrôle du moteur	39
1.2.2.1 Commande Scalaire	40
1.2.2.2 Commande Vectorielle	41
1.2.2.3 Commande Prédictive	43
1.3 Stratégies d'approches et Optimisation	44
1.3.1 Coût du Cyle de Vie	45
1.3.2 Probabilité de Manque d'Eau	46
1.3.3 Probabilité de Perte d'Alimentation Électrique	47
1.4 Synthèse et problématique	48
CHAPITRE 2 MÉTHODOLOGIE	53

2.1	Matlab/Simulink : Modélisation et contrôle du système	53
2.1.1	Démarche modélisation du système : un outil paramétrable	53
2.1.1.1	La méthode de conception	54
2.1.1.2	La librairie Simscape	54
2.1.2	Modèles de conception	55
2.1.2.1	Ressource solaire et panneau photovoltaïque	55
2.1.2.2	Chaîne de puissance	59
2.1.2.3	Moteur	62
2.1.2.4	Pompe et circuit hydraulique	66
2.1.2.5	Batterie	67
2.1.3	Mise en place des stratégies de contrôle	69
2.1.3.1	Algorithme Perturbation et observation	70
2.1.3.2	Algorithme Conductance incrémentale	70
2.1.3.3	Logique Floue	71
2.1.3.4	Contrôle de tension	72
2.1.3.5	Commande scalaire	73
2.1.3.6	Commande vectorielle	74
2.1.4	Synthèse et optique de simulation	76
2.2	PVsyst : Dimensionnement et simulation de synthèse	77
2.2.1	Logique de Dimensionnement	78
2.2.1.1	Méthode classique	78
2.2.1.2	Méthode utilisée	81
2.2.2	Modèles intégrées	83
2.2.2.1	Modèle pour le rayonnement solaire	83
2.2.2.2	Modèle pour le panneau photovoltaïque	86
2.2.2.3	Modèle pour la pompe	86
2.2.2.4	Modèle du couplage	88
2.2.2.5	Synthèse et réservoir	89
2.2.3	Choix des composants et études réalisées	90
2.2.3.1	Variante de simulation	90
2.2.3.2	Sélection du matériel	93
CHAPITRE 3	RÉSULTATS	95
3.1	Simulink : Couplage et contrôle	95
3.1.1	Stratégie "Maximum Power Point Tracking"	95
3.1.2	Topologie des convertisseurs	98
3.1.3	Couplage et contrôle en courant continu	99
3.1.4	Contrôle en courant alternatif	105
3.2	PVsyst : Dimensionnement et performance	107
3.2.1	Étude sur la hauteur de chute	108
3.2.2	Étude sur l'autonomie du réservoir	109
3.2.3	Étude du système modulable	111
3.2.4	Étude sur la localisation et l'inégalité de la demande d'eau	114

3.2.5	Étude indépendante entre un couplage direct et indirect	118
CHAPITRE 4	BANC D'ESSAIS : INTÉRÊTS GÉNÉRAUX	121
4.1	Élaboration de la liste du matériel	121
4.2	Phénomène de Cavitation	125
4.3	Analyse comparative sur les émissions de GES entre une pompe solaire et une diesel	129
CHAPITRE 5	DISCUSSION	133
5.1	Modèle Simulink	133
5.2	Dimensionnement avec PVsyst	134
5.3	Remarques générales	137
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS		139
ANNEXE I	ALGORITHME P&O	145
ANNEXE II	CARCTÉRISTIQUES DU PANNEAU PV CANADIAN SOLAR CS1K-335MS	147
ANNEXE III	RÉSULTAT DE LA PUISSANCE PV ET PUISSANCE DE SORTIE DU CONVERTISSEUR : MISE EN ÉVIDENCE DU RENDEMENT DU CONVERTISSEUR MPPT	149
ANNEXE IV	MODÉLISATION DU CONVERTISSEUR BUCK-BOOST NON INVERSEUR SUR SIMULINK	151
ANNEXE V	RÉSULTATS PVSYST : DEMANDE JOURNALIÈRE	153
ANNEXE VI	PRODUCTION D'ÉNERGIES SUR 12 MOIS POUR UN SYSTÈME À 1 PANNEAU INSTALLÉ À PARIS ET À NEW DELI	155
ANNEXE VII	RAPPORT PVSYST : EXEMPLE	157
ANNEXE VIII	PARAMÈTRES PRINCIPAUX DU MODÈLE SIMULINK	159
ANNEXE IX	THÉORIES SUPPLÉMENTAIRES	161
ANNEXE X	LISTE DU MATÉRIEL POUR L'INSTALLATION DU BANC D'ESSAIS	177
BIBLIOGRAPHIE		179

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 1.1 Synthèse des différents choix du SPESPV	50
Tableau 2.1 Valeurs des inductances et capacités des différents convertisseurs CC-CC	60
Tableau 2.2 Règles floues implantées dans le modèle Simulink	72
Tableau 3.1 Synthèse de la consommation d'eau et de la ressource solaire dans les différents contextes étudiés	114
Tableau 4.1 Paramètres utilisés pour évaluer le phénomène de cavitation	127
Tableau 4.2 Débit maximum du système avant cavitation pour différentes hauteurs d'aspirations	129
Tableau 4.3 Paramètres de l'analyse des émissions GES	130
Tableau 6.1 Comparaison entre le potentiel de production électrique du SPESPV et la consommation d'appareils singuliers	141

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Principe et conversion d'énergie du SPESPV 3
Figure 1.2	Circuit équivalent du module PV 5
Figure 1.3	Courbes caractéristiques d'un module PV (KYOCERA LA 361K51) à différentes irradiations 6
Figure 1.4	Effet de la température de la cellule PV sur un module PV 7
Figure 1.5	Caractéristiques I-V pour différentes configurations de la matrice PV 9
Figure 1.6	Puissance PV en fonction du temps pour différentes configurations 10
Figure 1.7	Caractéristique d'une pompe et schéma du réseau hydraulique 15
Figure 1.8	Influence de la HMT sur les différents types de pompes 16
Figure 1.9	Les différentes approches de couplage entre le panneau PV et la motopompe 20
Figure 1.10	Caractéristiques $I - V$ (à gauche) et $P - V$ (à droite) du couplage direct et indirect 21
Figure 1.11	Représentation des différents convertisseurs : Boost ; Buck-Boost ; Cuk ; SEPIC 23
Figure 1.12	Représentation d'un onduleur triphasé 26
Figure 1.13	Exemple de SPESPV avec batterie 28
Figure 1.14	Diagramme en bloc représentant l'algorithme P&O 31
Figure 1.15	Stratégie de contrôle avec MPPT et régulation de la tension 33
Figure 1.16	Diagramme en bloc représentant l'algorithme ConInc 34
Figure 1.17	Représentation de la commande avec les règles floues 36
Figure 1.18	Représentation de la commande vectorielle 42
Figure 1.19	Diagramme de synthèse du SPESPV 49
Figure 2.1	Représentation d'un hacheur 4 quadrants 61

Figure 2.2	Schéma équivalent d'un MCC	62
Figure 2.3	Schéma représentatif d'une machine asynchrone dans le plan triphasé	64
Figure 2.4	Modélisation numérique sur Simulink de la pompe et du réseau hydraulique	67
Figure 2.5	Modélisation numérique sur Simulink de la batterie	68
Figure 2.6	Modélisation numérique sur Simulink de la commande P&O	70
Figure 2.7	Modélisation numérique sur Simulink de la commande ConInc	71
Figure 2.8	Modélisation numérique sur Simulink de la commande avec règles floues	71
Figure 2.9	Modélisation numérique sur Simulink de la commande vectorielle	74
Figure 2.10	Modélisation numérique sur Simulink du modèle général	76
Figure 2.11	Plan de simulations sur Simulink	77
Figure 2.12	Méthode de dimensionnement classique et celle utilisée	83
Figure 2.13	Limites du domaine de fonctionnement d'une pompe	87
Figure 2.14	Plan de simulations sur PVsyst	94
Figure 3.1	Puissance PV et puissance de sortie du convertisseur pour différentes stratégies MPPT sous 1000 W/m ²	96
Figure 3.2	Puissance PV et puissance de sortie du convertisseur pour différentes stratégies MPPT sous ensoleillement variable	97
Figure 3.3	Puissance PV des différentes topologies de convertisseur sous 1000 W/m ²	98
Figure 3.4	Puissance PV des différentes topologies de convertisseur sous ensoleillement variable	99
Figure 3.5	Tension et vitesse pour les divers couplages sous ensoleillement variable	100
Figure 3.6	Puissance PV et puissance utile pour les divers couplages sous ensoleillement variable	102

Figure 3.7	Synthèse des rendements pour l'évaluation des performances des différents couplages	103
Figure 3.8	Vitesse moteur pour les configurations en CA sous ensoleillement variable	105
Figure 3.9	Puissance PV et puissance utile pour le système en CA avec commande scalaire LCB et avec commande vectorielle	106
Figure 3.10	Énergies et débit journalier du système de pompage avec 1 panneau à Montréal, pour différentes HMT	108
Figure 3.11	Énergies et débit journalier du système de pompage avec 1 panneau à Montréal, pour différentes autonomies	110
Figure 3.12	Énergies et débit journalier du système de pompage pour 1 à 6 panneaux sur Montréal	111
Figure 3.13	Rendements et pertes du système de pompage pour 1 à 6 panneaux sur Montréal	113
Figure 3.14	Nombre de personnes capable d'être alimentées en eau par le système en fonction de la localisation et du nombre de panneaux	115
Figure 3.15	Rendements et pertes du système modulable pour différentes localisations	117
Figure 3.16	Comparaison entre couplage direct et indirect : Énergies et volume d'eau annuel	119
Figure 4.1	Mise en évidence du phénomène de cavitation de la pompe SunCentric 7322 pour une hauteur d'aspiration de 3 m	128
Figure 4.2	Mise en évidence de l'intérêt écologique d'une station de pompage solaire à travers l'atténuation d'émissions de CO ₂ eq	131

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

CA	Courant Alternatif
CC	Courant Continu
CCCF	Courant de Court-Circuit Fractionné
CCO	Contrôle par Corrélation des Ondulations
CCV	Coût du Cycle de Vie
CFO	Commande à Flux Orienté
CO ₂ eq	CO ₂ équivalent
ConInc	Conductance Incrémentale
CST	Conditions Standard de Test
HMT	Hauteur Manométrique Totale
I-V	Courant-Tension
LF	Logique Flou
LCB	Linear Current Booster
MA	Moteur Asynchrone
MCC	Moteur à Courant Continu
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MRV	Moteur à Réductance Variable
MSAP	Moteur Synchrone à Aimants Permanents
MSB	Moteur Sans Balais
NPSH	Net Positive Suction Head
PI	Proportionnel Intégral
PME	Probabilité de Manque d'Eau
PPAE	Probabilité de Perte d'Alimentation Électrique
PoC	Pompe Centrifuge

PoV	Pompe Volumétrique
PPM	Probabilité de Perte de Charge
PPM	Point de Puissance Maximale
PV	Photovoltaïque
SPESPV	Système de Pompage d'Eau Solaire PhotoVoltaire
TCOF	Tension de Circuit Ouvert Fractionné

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

SYMBOLE SANS DIMENSION

η_{conv}	rendement convertisseur
η_m	rendement moteur
η_p	rendement pompe
η_{mp}	rendement de la motopompe
λ	coefficient de pertes de charges linéaires
a	facteur de correction d'idéalité
C_{sil}	facteur de correction lié au silicium
D	rapport cyclique du convertisseur
dod	profondeur de la décharge de la batterie
K_T	indice de clarté
K_{ps}	coefficient de pertes de charges singulières
m_{air}	masse d'air
N_{cell}	nombre de cellules en série du panneau photovoltaïque
p	nombre de paires de pôles de la machine asynchrone
Re	nombre de Reynolds
SOC	état de charge du réservoir

SYMBOLES GÉOMÉTRIQUES

Longueur

H_a	hauteur de la conduite d'aspiration
H_{cr}	pertes de charges régulières
H_{cs}	pertes de charges singulières
H_r	hauteur de la conduite de refoulement
HMT	hauteur manométrique totale
L_c	longueur de la conduite
$NPSH$	hauteur d'aspiration positive nette
$NPSH_d$	hauteur d'aspiration positive nette disponible
$NPSH_r$	hauteur d'aspiration positive nette requise

Aire

D_c	diamètre de la conduite
S_c	section de la conduite

SYMBOLES DE MASSE

Masse volumique

ρ	: masse volumique de l'eau
--------	----------------------------

SYMBOLES MÉCANIQUES

Angle plan

θ	position du rotor dans le repère du moteur
----------	--

Accélération

g	accélération de la pesanteur
-----	------------------------------

SYMBOLES DE TEMPS

vitesse angulaire

ω	vitesse de la motopompe
ω_{ref}	vitesse consigne de référence de la motopompe

Moment d'une force

B_m	coefficient de frottement visqueux
J	moment d'inertie du moteur
K_t	coefficient du couple résistant de la pompe
T_e	couple électromagnétique
T_f	couple de friction de Coulomb
T_L	couple résistant (de la charge)

Énergie, travail, quantité de chaleur

E_H	énergie hydraulique
E_{PV}	énergie photovoltaïque
k	constante de Boltzmann

Puissance

P_e	puissance électrique
P_h	puissance hydraulique
P_m	puissance mécanique
P_{PV}	puissance PV

Puissance surfacique

I_T	irradiation solaire incidente totale
$I_{T_{ref}}$	irradiation solaire incidente totale de référence dans des conditions de tests standards

Débit

Q	débit d'eau
v	vitesse d'écoulement de l'eau

Contrainte, pression

p_0	pression atmosphérique
p_r	pression résiduelle

p_v pression de vapeur saturante
 ν viscosité de l'eau

Fréquence

f fréquence de fonctionnement du moteur
 f_{sw} fréquence de commutation

Différence de potentiel (ou tension)

Force électromotrice

e_{em} force électromotrice
 K_c constante électromotrice
 K_{em} constante électromagnétique
 V_{abc} tension des phases triphasées A, B et C
 V_{dq} tension directe et en quadrature dans le repère dq
 V_{in} tension d'entrée du convertisseur
 V_m tension aux bornes du moteur
 V_{mp} tension maximale du panneau photovoltaïque]
 V_{oc} tension en circuit ouvert
 V_{out} tension de sortie du convertisseur
 V_{PV} tension aux bornes de sortie du panneau photovoltaïque
 V_{ref} tension consigne de référence

Résistance et conductance électriques

R_a résistance de l'induit du moteur à courant continu
 R_{ch} résistance de charge
 R_a résistance de l'inducteur du moteur à courant continu
 R_r résistance rotorique de la machine asynchrone
 R_s résistance en série du panneau photovoltaïque
 R_{sh} résistance de court-circuit du panneau photovoltaïque
 R_{st} résistance statorique de la machine asynchrone

Capacité électrique

C capacité du convertisseur

SYMBOLES ÉLECTRIQUE

ET MAGNÉTIQUE

Intensité de courant électrique

I_0 courant de saturation inverse de la diode
 i_a courant qui traverse l'induit du moteur à courant continu
 i_{dr} composante directe du courant rotorique
 i_{qr} composante en quadrature du courant rotorique
 i_{ds} composante directe du courant statorique
 i_{qs} composante en quadrature du courant statorique
 i_e courant qui traverse l'inducteur du moteur à courant continu
 I_{abc} courant des phases triphasées A, B et C
 I_b composante directe de l'irradiation solaire
 I_d composante diffuse de l'irradiation solaire
 I_{dq} courant directe et en quadrature dans le repère dq
 I_{in} courant d'entrée du convertisseur
 I_L courant qui traverse l'inductance du convertisseur
 I_{ph} photocourant
 I_m courant qui traverse le moteur
 I_{mp} courant maximal du panneau photovoltaïque
 I_{out} courant de sortie du convertisseur
 I_{PV} courant à la sortie du panneau photovoltaïque
 I_r composante réfléchie de l'irradiation solaire
 I_{sc} courant de court-circuit

Quantité d'électricité
 q charge d'un électron

SYMBOLES CALORIFIQUES

$NOCT$ température nominale d'utilisation des cellules
 T_a température ambiante
 T_c température des cellules
 T_{ref} température de référence dans des conditions de tests standards

μ_I	coefficient de température lié au courant
μ_V	coefficient de température lié à la tension

SYMBOLES DE QUANTITÉ

DE MATIÈRE

Inductance électrique

L	inductance du convertisseur
L_a	inductance de l'induit du moteur à courant continu
L_m	inductance mutuelle de la machine asynchrone
L_r	inductance cyclique propre du rotor de la machine asynchrone
L_s	inductance cyclique propre du stator de la machine asynchrone

Flux magnétique

ϕ_{dr}	composante directe du flux magnétique rotorique
ϕ_{qr}	composante en quadrature du flux magnétique rotorique
ϕ_{ds}	composante directe du flux magnétique statorique
ϕ_{qs}	composante en quadrature du flux magnétique statorique

UNITÉS DE BASE

A	ampère (unité d'intensité de courant électrique)
K	kelvin (unité de température)
kg	kilogramme (unité de masse)
m	mètre (unité de longueur)
s	seconde (unité de temps)

Aire

m^2	mètre carré
-------	-------------

Volume

L	litre (=0,001 m ³)
m ³	mètre cube

UNITÉS GÉOMÉTRIQUES

Longueur

m	mètre
mCE	mètre colonne d'eau

UNITÉS DE MASSE

Masse volumique

kg.m ⁻³	kilogramme par mètre cube
--------------------	---------------------------

UNITÉS MÉCANIQUES

Angle plan

°	degré
rad	radian
tr	tour

Accélération

m.s ⁻²	mètre par seconde carrée
-------------------	--------------------------

UNITÉS DE TEMPS

an	année
h	heure
j	jour
min	minute
s	seconde

Vitesse angulaire

rad.s ⁻¹	radian par seconde
tr.min ⁻¹	tour par minute

Moment d'une force

N.m	newton-mètre
N.m.s	newton-mètre seconde
kg.m ²	kilogramme mètre carré

Énergie, travail, quantité de chaleur

kWh	kilowattheure
J	joule
J.°K ⁻¹	joule par kelvin

Puissance

kW	kilowatt
W	watt

Puissance surfacique

W.m ⁻²	watt par mètre carré
-------------------	----------------------

Débit

L.s ⁻¹	litre par seconde
m ³ .s ⁻¹	mètre cube par seconde
m ³ .j ⁻¹	mètre cube par jour

Contrainte, pression

bar	bar
Pa	pascal

Pa.s pascal seconde

MPa mégapascal

Fréquence

Hz hertz

KHz kilohertz

Différence de potentiel (ou tension)**Force électromotrice**

V volt

Résistance et conductance électriques

Ω ohm

Capacité électrique

F farad

μF microfarad

UNITÉS ÉLECTRIQUE**ET MAGNÉTIQUE****Intensité de courant électrique**

A ampère

Quantité d'électricité

C coulomb

Constante électromagnétique

N.m.A⁻¹ newton mètre par ampère

UNITÉS CALORIFIQUES

K kelvin

°C degré celsius

% . °C⁻¹ degré celsius par seconde

UNITÉS DE QUANTITÉ DE MATIÈRE**Inductance électrique**

H henry

mH millihenry

Flux magnétique

V.s volt seconde

INTRODUCTION

Le 28 juin 2010, l'Organisation des Nations Unies (ONU) reconnaît l'accès à l'eau comme un droit fondamental (United Nations, 2010), soit que chacun puisse, pour son usage personnel et domestique, profiter d'une quantité d'eau suffisante, sûre, acceptable, physiquement accessible et abordable. Lié à presque toutes les activités dans le monde, l'eau reste une condition préalable à l'existence humaine et à la durabilité de la planète. Pourtant, en 2020, ce sont 2,3 milliards de personnes (soit 29 % de la population mondiale) qui vivent en situation de stress hydrique ¹ (United Nations, 2021). Parmi elles, 733 millions sont dans une situation critique. Ces problèmes sont souvent associés à une situation socio-économique difficile, particulièrement en milieu rural, là où l'accès à l'énergie et aux infrastructures fait également défaut.

D'autre part, le réchauffement climatique n'est pas un facteur enclin à favoriser le contexte actuel dans le futur. Avec une hausse des températures, et des conditions météorologiques plus extrêmes et moins prévisibles, la qualité de l'eau devrait être fortement affectée par la fréquence et la répartition des précipitations, la fonte des neiges, le débit des cours d'eau et les eaux souterraines. Actuellement, les plus vulnérables à toute menace sur l'approvisionnement en eau, sont une fois de plus les communautés les plus modestes.

Néanmoins, de nombreux efforts sont réalisés pour aider les populations éloignées des différents réseaux de distribution, qui sont victimes de pénurie d'eau. Une première solution est l'installation de stations de pompage fonctionnant aux combustibles fossiles. Pratiques et flexibles, elles restent dépendantes du coût très volatil du carburant et des réserves pétrolières qui s'épuisent d'année en année. Avec également une forte empreinte carbone, elles ne s'inscrivent pas dans une démarche durable. Une réduction de 50 % des 10 millions de pompes à combustible en Inde permettrait d'atténuer annuellement une émission de 26 millions de tonnes CO₂ équivalent (CO₂eq) (Wong, 2019).

¹ Associable à une pénurie d'eau, situation où la demande en eau dépasse les ressources disponibles.

Dans ce contexte, les systèmes de pompage d'eau solaire photovoltaïque (SPESPV) semblent être une alternative pertinente. Avec une faible teneur en carbone, une baisse du prix de la technologie photovoltaïque (PV) de 82 % entre 2010 et 2019 (IRENA, 2020), ainsi qu'une ressource solaire abondante, ils montrent de précieux avantages. En contre-partie, l'énergie PV reste intermittente par nature, et la station de pompage nécessite un stockage électrochimique ou un réservoir pour assurer un approvisionnement en eau continue. De plus, même si les coûts de maintenances et d'opérations sont fortement réduits par l'utilisation du PV, l'investissement initial n'est pas négligeable, jusqu'à sept fois plus onéreux que l'équivalent diesel (Wong, 2019), ce qui peut entraîner des inégalités en défaveur aux populations les plus démunies.

Bien qu'un module PV puisse directement transmettre l'énergie électrique produite à la pompe, certains éléments intermédiaires peuvent permettre de mieux contrôler le système. Les deux vocations principales sont d'augmenter le rendement, et de prolonger la durée d'opération même lors de faible ensoleillement.

Prenant en compte toutes ces problématiques, la perceptive du projet est de proposer un système le moins onéreux et le plus résilient possible, pour rendre attractif les SPESPV en régions isolées. Les objectifs sont les suivants :

- Déterminer et évaluer l'intérêt des différentes stratégies d'optimisation pour contrôler au mieux le comportement du système ;
- Dimensionner de manière la plus idéale possible un SPESPV modulable ;
- Proposer l'installation d'un banc d'essais.

La structure de ce mémoire est découpée en cinq chapitres. Le premier présente les différents travaux de la littérature. Les chapitres 2 et 3 développent la méthodologie utilisée, ainsi que les résultats obtenus. La quatrième partie évoque les intérêts généraux de l'installation du banc d'essais. Enfin, une conclusion permet de mettre en perspective le travail accompli, et de proposer des réflexions sur le sujet.

CHAPITRE 1

REVUE DE LITTÉRATURE

Cette revue de littérature est composée en trois axes principaux. Le premier introduit le fonctionnement général du système de pompage photovoltaïque en développant ses différents composants. Une deuxième section discute du système de contrôle et des lois de commandes pour rehausser au mieux l'efficacité, le rendement et la fiabilité du mécanisme. Dans un troisième temps, la revue traite des diverses approches d'optimisation du dimensionnement, à travers différents facteurs. Finalement, une dernière partie synthétise le chapitre et évoque les problématiques qui seront abordées dans la suite du travail.

1.1 Composants et fonctionnement du Système de Pompage d'Eau Solaire Photovoltaïque

La fonction principale du SPESPV est de fournir de l'eau à sa sortie. Premièrement, le système capte l'énergie solaire et la transforme en énergie électrique à l'aide de panneaux photovoltaïques. Cette énergie alimente un moteur qui convertit l'électricité en énergie mécanique. Le mouvement du fluide (l'eau) débute lorsque la pompe consomme l'énergie mécanique pour la restaurer en énergie hydraulique (Figure 1.1).

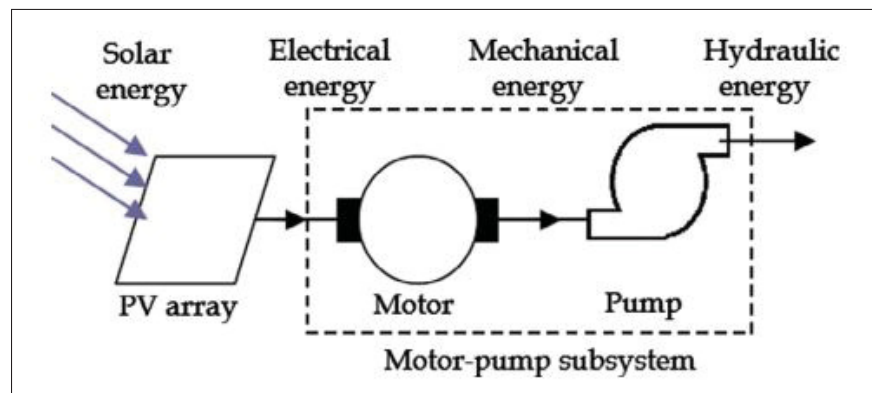


Figure 1.1 Principe et conversion d'énergie au sein du SPESPV

Tirée de Olcan (2015)

Les principaux composants sont donc le panneau PV, le moteur et la pompe. À cela, il est possible d'ajouter un bloc de puissance (composants électroniques) entre le panneau et le moteur, souvent utilisé pour optimiser les performances du système. Une batterie et/ou un réservoir peuvent également être présents pour stocker l'énergie produite sous une certaine forme et fournir un débit d'eau même en l'absence de soleil.

1.1.1 Panneau Photovoltaïque

Un panneau solaire PV est composé de plusieurs cellules PV fabriquées grâce à des matériaux semi-conducteurs. Lorsque le rayonnement solaire entre en contact des cellules PV, l'énergie solaire est transformée en courant continu (CC) par effet PV : génération d'une différence de potentiel à la jonction de deux matériaux différents en réponse au rayonnement électromagnétique. L'intensité du courant produit dépend directement de l'irradiation solaire I_T , mais également de la température de la cellule photovoltaïque T_c . Par conséquent, le comportement n'est pas linéaire. Le panneau PV ne peut donc pas être considéré comme un générateur de courant idéal.

Les panneaux PV sont répertoriés à travers deux grandes familles, toutes deux constituées du même cristal : les monocristallins avec une couleur uniforme, et les polycristallins où les grains sont clairement visibles à l'œil humain. Le silicium monocristallin est un solide dans lequel le réseau cristallin est continu tandis que le silicium polycristallin est constitué de nombreux petits grains aux orientations aléatoires formant un réseau irrégulier. La durée de vie du silicium polycristallin est plus courte que celle du silicium monocristallin. De plus, l'efficacité de la surface polycristalline est plus faible, car elle absorbe moins de photon que son homologue monocristallin, qui néanmoins reste un petit plus onéreux. À noter qu'il est possible de parler d'une troisième catégorie moins répandue, le module solaire amorphe, une variété allotropique (propriété d'un corps à exister sous différentes formes physiques) non cristallisée du silicium. Même si son rendement est plus faible, sa souplesse lui offre une meilleure production par très faible irradiation (applications spécifiques, notamment en milieu intérieur).

Les performances d'un module ou d'un autre sont évaluées grâce à leurs courbes caractéristiques Courant-Tension (I-V) respectives, qui permettent d'estimer la puissance pour n'importe quel point de fonctionnement. La puissance du panneau PV dépend des conditions extérieures, rayonnement solaire incident (I_T) et température ambiante (T_a). Elle est décrite par l'équation suivante :

$$P_{PV} = I_{PV} * V_{PV} = f_1(I_T, T_a) \quad (1.1)$$

Un module PV est représenté par le modèle à cinq paramètres, qui est actuellement le plus utilisé et le plus commun. Il permet de déterminer le point de fonctionnement du module, soit la puissance actuelle, en évaluant à tout instant l'intensité du courant en fonction de la tension. La figure 1.2 et l'équation 1.2 (Soto, Klein & Beckman, 2006) illustrent ce modèle :

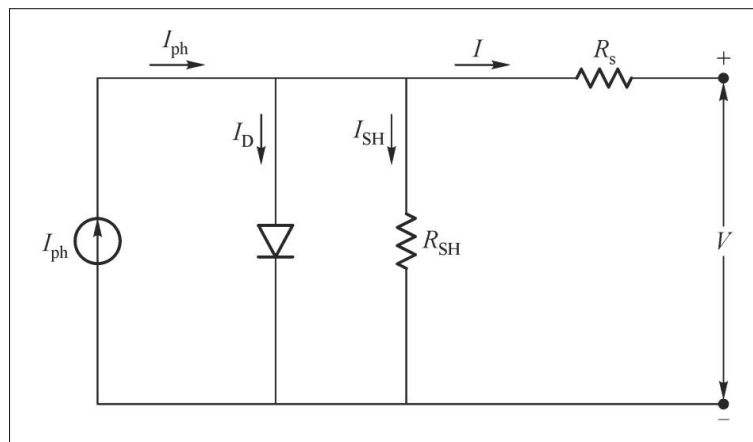


Figure 1.2 Circuit équivalent du module PV
Tirée de Govindarajan *et al.* (2014)

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (1.2)$$

Les fabricants fournissent quatre données intrinsèques du panneau qui ne dépendent pas de l'environnement : I_{sc} , V_{oc} , I_{mp} et V_{mp} . À l'aide d'un système d'équation non linéaire complexe, exprimé selon certaines configurations (court-circuit, circuit ouvert, puissance maximale), il est possible d'identifier les cinq paramètres de l'équation 1.2 (I_{ph} ; I_0 ; a ; R_s ; R_{sh}).

1.1.1.1 Effet de l'irradiation

En générant le courant électrique, l'impact de l'intensité de l'irradiation solaire sur le système est important. Comme l'illustre la figure 1.3, pour une température constante, plus l'irradiation est importante, plus le courant induit à l'intérieur du module sera élevé, augmentant ainsi la puissance électrique fournie au moteur.

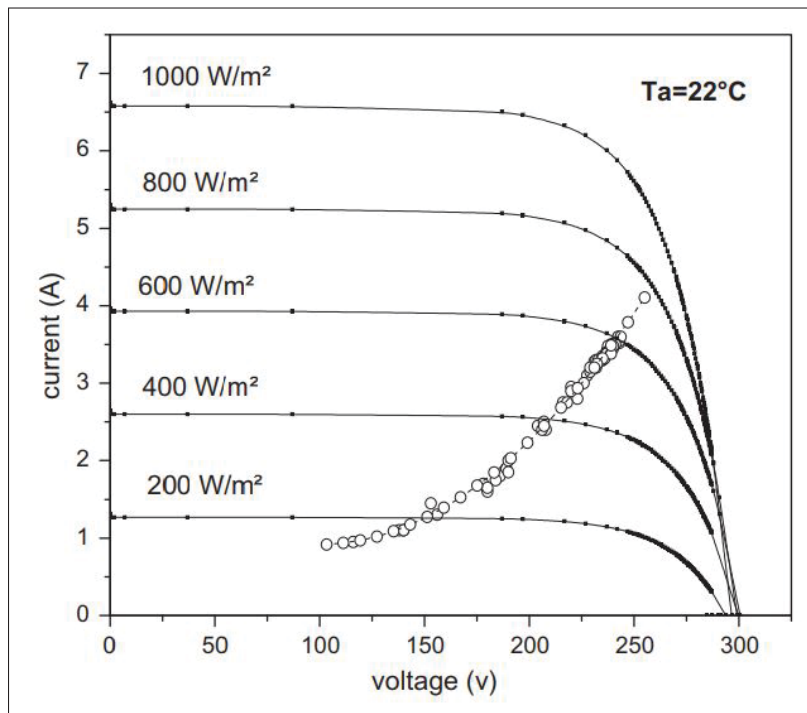


Figure 1.3 Courbes caractéristiques d'un module PV (KYOCERA LA 361K51) à différentes irradiances
Tirée de Mokeddem *et al.* (2011)

De nombreux modèles ont été développés pour évaluer la radiation incidente en fonction du jour, de l'heure et de la latitude locale, et ainsi déterminer la puissance produite grâce aux courbes caractéristiques que présente la figure 1.3. Le modèle isotropique présenté par Olcan (2015), permet d'estimer l'angle d'inclinaison idéal des panneaux PV pour générer le maximum de puissance. Cet angle peut influencer fortement l'énergie récupérable par le système. Par exemple, Campana, Li, Zhang, Zhang, Liu & Yan (2015) démontrent qu'en inclinant leurs panneaux de 10°, et non 42°, leur système produit la même puissance avec 6 modules contre 9. Cela

implique alors une réduction des coûts de l'ordre de 18,8 %. Souvent, il est conseillé de fixer l'angle à la latitude locale, mais cela signifie que la structure sur laquelle les modules PV sont fixés doit être ajustable.

1.1.1.2 Effet de la température

La température de la cellule influence également le comportement du panneau. Cette dernière, comme le montre les études de Bakelli, Arab & Azoui (2011) et Glasnovic & Margeta (2007), est évaluée en fonction de la température ambiante, de l'irradiation et de la température de cellule en fonctionnement nominale *NOCT* ($I_T = 1000 \text{ W/m}^2$; $T_a = 25 \text{ }^\circ\text{C}$) :

$$T_c = T_a + (NOCT - 20) * \frac{I_T}{800} \quad (1.3)$$

L'impact de la température est bien mis en évidence sur la figure 1.4. Plus la cellule est chaude, plus la tension d'opération diminue, la puissance produite est donc réduite :

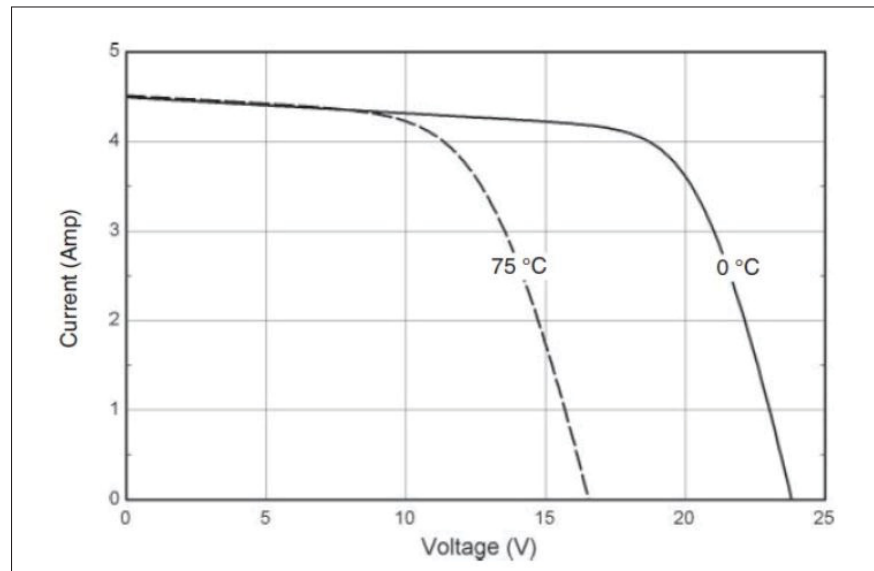


Figure 1.4 Effet de la température de la cellule PV sur un module PV

Que ce soit pour évaluer l'irradiation totale ou la température, des bases de données météorologiques sont disponibles et proposent un profil type pour différentes localisations. Cela permet notamment d'éviter une modélisation théorique longue et parfois trop peu précise.

1.1.1.3 Effet de la configuration des modules photovoltaïques

Dans l'objectif de réduire les coûts et optimiser le rendement du système, évaluer le nombre de panneaux nécessaires pour répondre à la demande est primordial. Cependant, la configuration des panneaux, soit, le nombre de branches en parallèles et le nombre de modules en série, altère la puissance fournie au moteur. Dans le cadre d'un couplage direct, le moteur est vu comme une résistance par le panneau PV, et forment à eux deux, un couple de charges (la tension de sortie du panneau et celle en entrée du moteur sont égales). Il est alors possible d'exprimer ce lien avec les valeurs de tension et courant de l'équation 1.4 :

$$R_{ch} = \frac{V_{PV}}{I_{PV}} \quad (1.4)$$

L'étude de Benghanem, Daffallah, Joraid, Alamri & Jaber (2013) indique bien que le montage de deux panneaux PV équivalents en série multiplie la tension de sortie par deux, tandis que deux panneaux PV en parallèle multiplient le courant de sortie par deux. Cependant, même si le nombre de panneaux doit être égal d'une branche parallèle à une autre, il en existe de multiples configurations possibles (autre que des multiples de deux). La figure 1.5 illustre bien les distinctions des caractéristiques I-V à travers quatre différentes configurations. Avec deux panneaux en série supplémentaires, la tension du point de puissance maximal (PPM) de la configuration C (140V) est supérieure à celle de la configuration A (110V). De plus, la branche en parallèle supplémentaire de la configuration D permet une augmentation du courant maximal de 5A par rapport à la configuration A. Cela met donc en évidence l'importance de l'organisation de la structure du réseau PV pour obtenir les valeurs de tension et courant souhaitées.

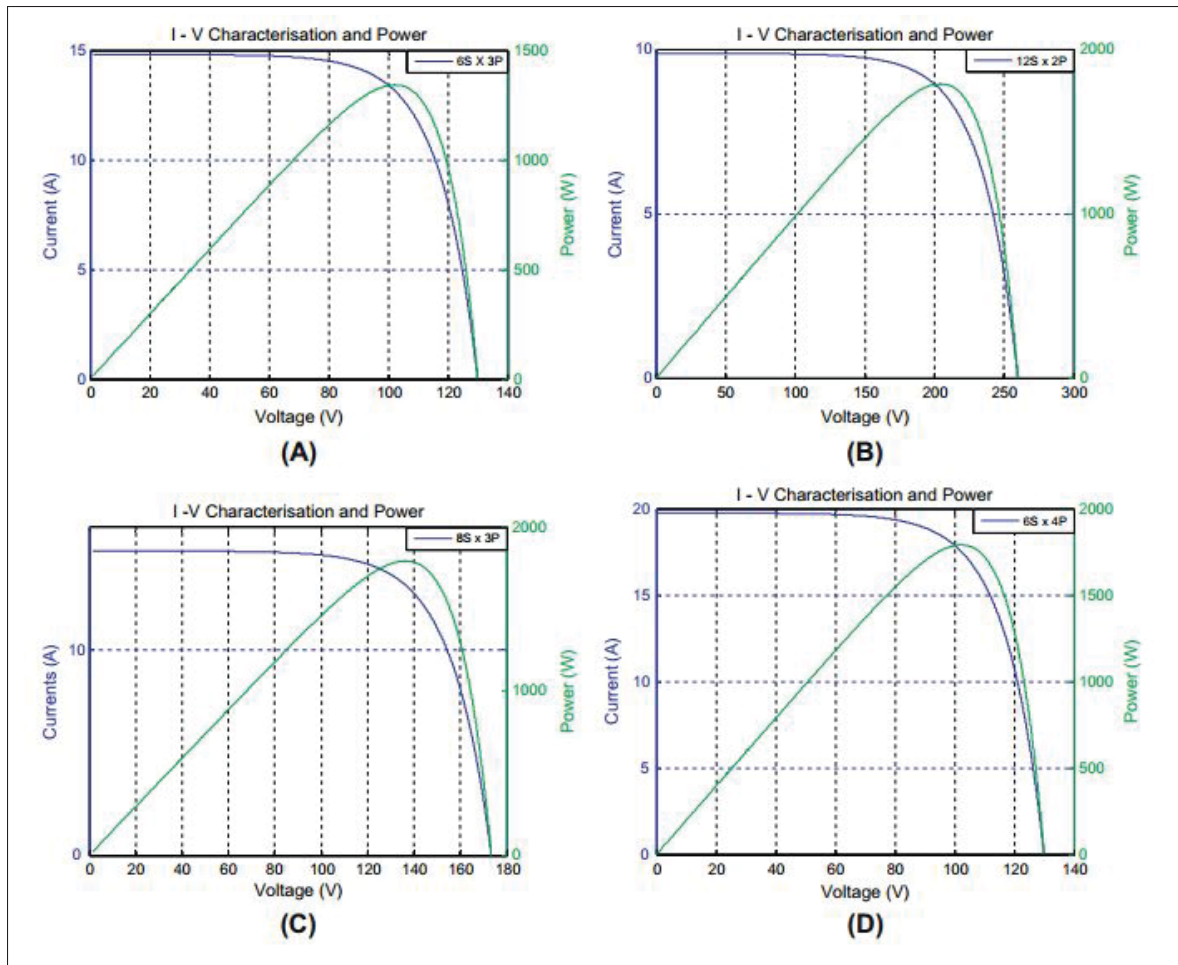


Figure 1.5 Caractéristiques I-V pour différentes configurations : (A) 6S x 4P ;
 (B) 12S x 2P ; (C) 8S x 3P ; (D) 6S x 4P
 Tirée de Benghanem *et al.* (2013)

Pour une même irradiation et un même nombre de panneaux, l'efficacité du système varie selon la configuration. Certains agencements, comme le montre la figure 1.6, ne sont pas optimaux. En effet, les puissances maximales disponibles à la pompe ne sont pas similaires, avec respectivement 700, 750, 900 et 1000 W pour les configurations 6Sx3P, 12Sx2P, 8Sx3P et 6Sx4P (Benghanem *et al.*, 2013). Cela permet de mettre en lumière qu'une répartition entre un branchement série et parallèle serait favorable.

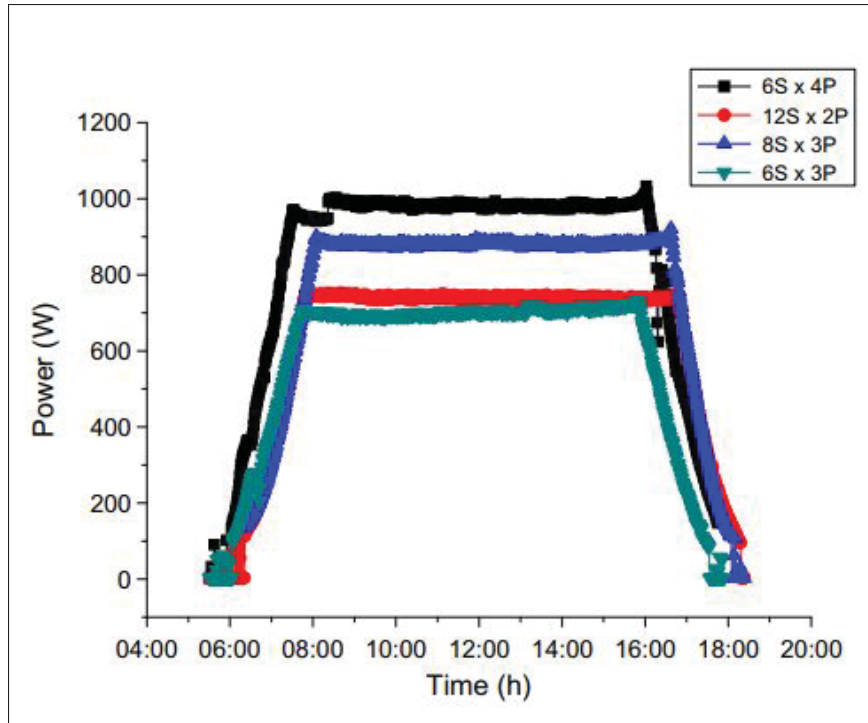


Figure 1.6 Puissance PV en fonction du temps pour différentes configurations associées à une pompe submersible SQF 2.5-2 situé à 80 m de profondeur
Tirée de Benghanem *et al.* (2013)

1.1.2 Moteur

Le moteur et la pompe sont généralement considérés comme étant un seul dispositif : la motopompe. Elle transforme l'énergie produite par le panneau PV en énergie hydraulique (comme le montre la figure 1.1). Cependant, pour clarifier et simplifier leurs fonctionnements et leurs caractéristiques, ils sont ici analysés séparément.

1.1.2.1 Motopompe

Le moteur est un élément électrique dont le comportement est décrit par une courbe I-V, comme le panneau PV :

$$\begin{cases} V_m = f_2(I_m) \\ P_e = V_m * I_m \end{cases} \quad (1.5)$$

D'après Hamidat & Benyoucef (2009) deux grandes familles de moteurs sont couramment utilisés : le moteur à courant continu (MCC) et le moteur asynchrone (MA), ou souvent appelé moteur à induction. Cependant, le moteur sans balais (MSB), le moteur synchrone à aimants permanents (MSAP) et le moteur à réluctance variable (MRV) sont d'autres catégories de moteur employées dans les SPESPV. Tous ces moteurs sont des machines tournantes et sont donc constitués d'une partie fixe, le stator (inducteur) et d'une partie mobile, le rotor (induit). La liste suivante présente les différents moteurs, ainsi que leurs particularités.

- **Moteur à courant continu (MCC) :**

Le stator crée un flux magnétique à l'aide d'enroulements de bobines (bobinage). Le courant est injecté dans le rotor, qui va créer également un champ magnétique, mais de manière perpendiculaire au stator. La force produite par l'opposition entre les deux champs magnétiques génère alors un couple mécanique. Le couple du MCC est proportionnel au courant et au flux magnétique. Le MCC classique possède des balais qui permettent le passage du courant vers le rotor. Malheureusement, cette technologie nécessite un entretien régulier (Nabil, Allam & Rashad, 2013) et possède un faible rendement (75 %) (Verma, Mishra, Chowdhury, Gaur, Mohapatra, Soni & Verma, 2020) ;

- **Moteur sans balais (MSB) :**

Ce moteur à courant continu utilise des aimants, qui remplacent les bobinages, pour générer les flux magnétiques. Des éléments de commutations (entre les différents enroulements statoriques), ainsi qu'un capteur sont directement intégrés dans le moteur afin d'assurer l'auto-pilotage de la machine. La fréquence du courant absorbé détermine la vitesse de rotation du rotor, et donc du moteur. Le rendement est intéressant (80-90 %), la maintenance est faible, mais le coût est assez élevé, dû aux terres rares constituant les aimants (Singh, 2018). Il peut cependant manquer de performance lors des changements climatiques, mais certaines commandes sur le régulateur de charge (MPPT), viennent palier ce problème, comme c'est le cas avec la logique floue dans les travaux de Benlarbi, Mokrani & Nait-Said

(2004). L'auteur identifie le MSB comme étant un meilleur choix contre le MCC et le MA ;

- **Moteur asynchrone (MA) :**

Cette machine fonctionne en courant alternatif (CA) triphasé. Il n'existe pas de connexion entre le rotor et le stator. La vitesse de la machine n'est donc pas toujours synchronisée à la fréquence des courants qui la traversent. D'après Verma *et al.* (2020) et Benlarbi *et al.* (2004), le rendement de ce moteur dépend beaucoup de la fréquence des courants et nécessite d'opérer à sa fréquence nominale (ce qui est difficile à faible irradiance), pour espérer concurrencer les autres moteurs en terme d'efficacité. Même si son efficacité n'atteint parfois pas celle du MCC (l'onduleur influence négativement le rendement global du système), il est couramment choisi pour sa fiabilité et sa robustesse (Nabil *et al.*, 2013) ;

- **Moteur synchrone à aimants permanents (MSAP) :**

Ce moteur synchrone, alimenté par un courant triphasé, fonctionne avec le même principe que le MSB. La différence est qu'il n'est pas autopiloté et nécessite un onduleur en amont pour convertir le CC en CA. Avec un meilleur rendement que le MA, il est un très bon choix selon Benlarbi *et al.* (2004) ;

- **Moteur à réluctance variable (MRV) :**

C'est un type de moteur pas-à-pas (24 au total), constitué d'un entrefer, où les champs magnétiques (du stator et du rotor) à l'intérieur s'opposent de façon variable. Il est alimenté par un courant continu, mais est constitué de 4 phases. Avec un seul interrupteur par phase, mais avec une source de tension à point milieu, le nombre de semi-conducteurs est réduit par deux (2 capacités pour 4 phases) sans accroissement des pertes joules (Mishra, 2018). À noter que chaque transistor doit supporter une tension double de celle appliquée aux enroulements et que la machine doit être accompagnée d'un contrôleur pour définir les états des interrupteurs. Ce moteur reste moins cher, d'une bonne précision et possède un rendement intéressant (85%) (Verma *et al.*, 2020). Il permet d'opérer à des vitesses variables

ce qui est un avantage dans les SPESPV (Mishra, 2018). Cependant, des ondulations de couple sont présentes et la fabrication des entrefers reste délicate.

Le choix parmi les moteurs se base sur des critères de coût, fiabilité, durée de vie et de performances. Il est important de spécifier que chaque moteur nécessite un couple de démarrage important, et donc une irradiation solaire minimale qui fournira la puissance électrique nécessaire. Chacun des moteurs n'a donc pas le même temps d'opération dans des conditions similaires.

1.1.2.2 Pompe

Grâce à l'énergie mécanique du moteur, la pompe est ensuite capable de pomper de l'eau. Deux catégories de pompes sont utilisées dans les SPESPV :

- **Pompe centrifuge (PoC) :**

Cette machine rotative force le fluide à traverser un élément tournant nommé impulseur (roue ou hélice). Le fluide est pompé dans l'axe vertical, accéléré radialement et refoulé horizontalement. Son atout majeur dans le cas des SPESPV réside dans le fait que le débit de sortie varie de la même manière que le couple de l'impulseur. Lorsque le rayonnement est faible, la pompe peut donc toujours fonctionner à plus faible vitesse. Cependant, elle est très sensible aux pertes de friction et n'est donc pas conseillée pour des puits profonds (Lunel, 2020) ;

- **Pompe volumétrique (PoV) :**

Appelée également pompe à déplacement positif, elle enferme le fluide dans un certain volume et le force à se déplacer de la source à la sortie. Son avantage consiste à fournir un débit proportionnel à la vitesse de rotation et dépend peu de la pression de refoulement. La hauteur d'eau n'est donc pas un facteur contraignant, ce qui rend cette pompe particulièrement efficace pour les grandes profondeurs de puits. Elle est plus efficace et plus performante, sur une plage importante de hauteur d'eau, que la PC (Hamidat & Benyoucef, 2008).

Le comportement d'une pompe est représenté par la relation entre son débit, la puissance hydraulique fournie par le moteur, et la hauteur manométrique totale (différence relative entre le niveau d'eau et l'altitude de la pompe). Toute pompe est donc caractérisée par sa puissance d'absorption, qui est une puissance mécanique sur l'arbre de transmission. La puissance hydraulique fournie est ensuite défini grâce à la hauteur manométrique totale (HMT) et au débit (Q). En comparant la puissance utile (puissance mécanique) du moteur (P_m) et la puissance hydraulique (P_h), il est possible de déterminer le rendement de la pompe (η_p) :

$$Q = f_3(P_m, HMT) \quad (1.6)$$

$$Q = \frac{P_h}{\Delta p} = \frac{P_m \eta_p}{g * \rho * HMT} \quad (1.7)$$

Δp est la différence de pression entre le point d'aspiration et celui de refoulement. Le rendement représente la perte de puissance entre la puissance mécanique et la puissance hydraulique de la pompe. À noter que le couple résistant de la pompe (T_L) est proportionnel (avec au carré de la vitesse de rotation du moteur (ω), avec K_t comme facteur de proportionnalité :

$$T_L = K_t * \omega^2 = \frac{P_{h_{nom}}}{\omega_{nom}^3} * \omega^2 \quad (1.8)$$

La hauteur manométrique totale s'exprime de la façon suivante et dépend de différentes variables :

$$HMT = H_a + H_r + H_{cr} + H_{cs} + \frac{p_r}{\rho g} \quad (1.9)$$

Les termes H_a et H_r représentent les hauteurs d'aspiration et de refoulement tandis que les symboles H_{cr} et H_{cs} correspondent aux pertes de charges régulières singulières. p_r est la pression résiduelle. La figure 1.7 rassemble les courbes caractéristiques constructrices d'une pompe et un schéma comportant les paramètres du réseau hydraulique afin de mieux visualiser.

Les approches théoriques, dont l'idée a été illustrée précédemment, obligent à connaître un certain nombre de caractéristiques du moteur. Le désavantage est de ne pas pouvoir relier directement la puissance électrique produite par le panneau PV avec le débit d'eau de la pompe.

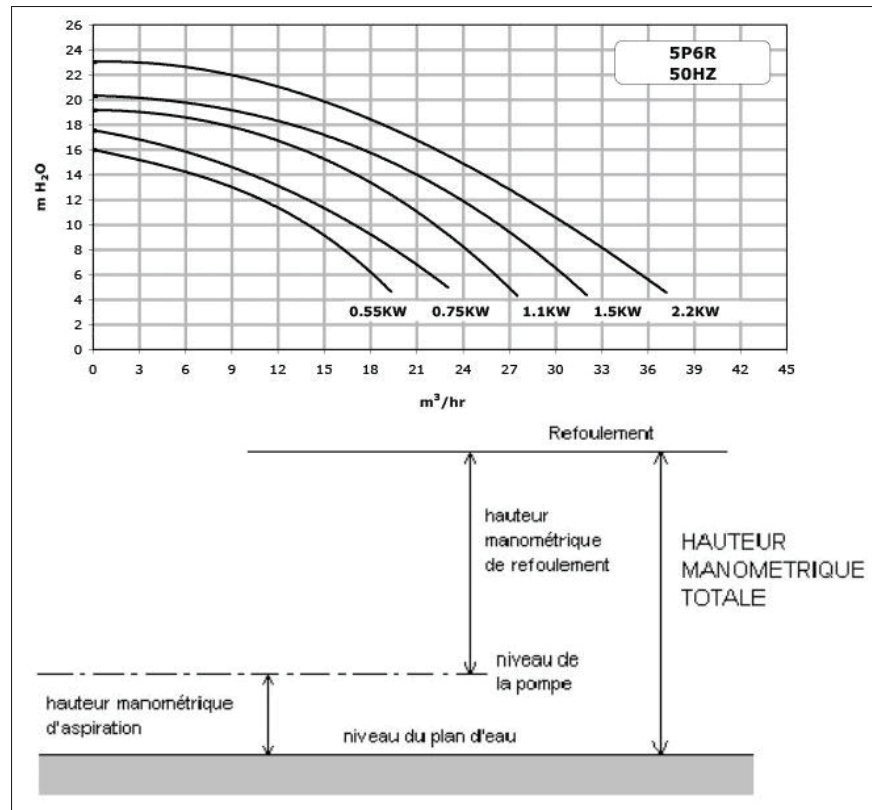


Figure 1.7 Caractéristique d'une pompe (haut) et schéma du réseau hydraulique (bas)

C'est pourquoi des approches empiriques ont été développées pour permettre d'estimer le débit d'eau en fonction de la puissance que fournit le système PV. C'est d'ailleurs pour cette raison que le moteur et la pompe sont souvent considérés comme un seul sous-système. Dans ces travaux, Lunel (2020) présente la plupart des théories développées jusqu'ici, mais celle de Hamidat & Benyoucef (2008) est la plus commune. Utilisé par Hamidat & Benyoucef (2009) et Bakelli *et al.* (2011), le modèle est présenté ici :

$$P_e(Q, HMT) = a(HMT)Q^3 + b(HMT)Q^2 + c(HMT)Q + d(HMT) \quad (1.10)$$

Les différentes fonctions empiriques a , b , c et d dépendent de la hauteur d'eau et du modèle de pompe choisit. Avec cette méthode, Hamidat & Benyoucef (2009) présentent une étude

intéressante sur la hauteur d'eau et montre l'importance de ce facteur, sur la puissance à fournir, pour obtenir le débit voulu. Les résultats sont présentés sur la figure 1.8.

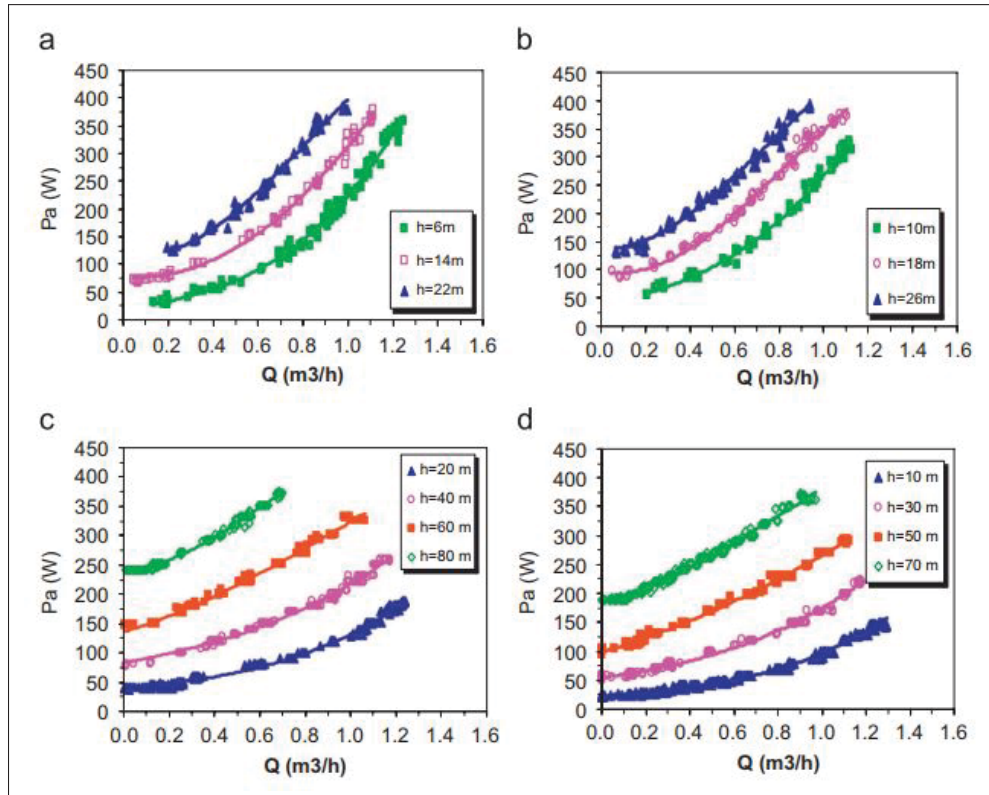


Figure 1.8 Influence de la HMT sur les différents types de pompes (a et b pour PoC ; c et d pour PoV)
Tirée de Hamidat & Benyoucef (2008)

Dans le cas des PoV, afin d'obtenir un débit de $0,8 \text{ m}^3/\text{h}$, environ 150 W et 250 W de puissances sont nécessaires pour des HMT de 40 et 50 m. Pour la même demande et les mêmes puissances, les PoC ne peuvent fournir de l'eau qu'à une profondeur de, respectivement, 6 et 22 m. Cela montre l'efficacité de la PoV, mais également l'impossibilité de pouvoir pomper à grande profondeur avec la PoC. L'étude présente également une relation entre l'efficacité du système et la hauteur d'eau, en fonction du nombre de panneaux. Il est alors possible de remarquer que l'influence du nombre de panneaux est faible à petite HMT, mais devient importante lorsque les profondeurs atteignent respectivement 40 et 20 m pour les PoC et PoV. L'influence de la hauteur d'eau est également mise en avant dans les travaux de Benghanem, Daffallah, Alamri & Joraid

(2014), et Mokeddem *et al.* (2011), notamment pour les PoC, avec une efficacité réduite de moitié (maximum de 25 % contre 12 %) entre une HMT de 0,6 m et 11 m.

1.1.3 Électronique de puissance

Le transfert de l'énergie du panneau PV vers la charge (moteur) peut être direct, ou se faire à travers divers dispositifs électroniques. Le bloc de puissance peut être composé au maximum de deux convertisseurs, le premier pour permettre de réguler le fonctionnement du panneau et le second pour contrôler la motopompe. Les sections suivantes présentent alors les différents couplages possibles, leurs objectifs, ainsi que les technologies des convertisseurs utilisés dans le cas du pompage solaire.

1.1.3.1 Type de Couplage

Le panneau PV et le moteur forment un couple de deux éléments électriques. Chacun d'eux est caractérisé par une courbe de fonctionnement I-V qui lui est propre. Avec un couplage direct, le panneau et le moteur sont branchés parallèlement sans appareils électroniques, leurs tensions respectives sont donc similaires. Dans cette situation, il est impossible de faire varier la tension du système, et il y a un seul point de fonctionnement, qui correspond à l'intersection des deux courbes caractéristiques.

Cependant, il est possible d'installer un convertisseur électrique pour réguler les tensions et courants d'entrées et de sorties. Un panneau solaire dispose d'une tension nominale de fonctionnement et les moteurs, comme de nombreux dispositifs électriques, opèrent à des tensions spécifiques (12 V, 24 V, 48 V, etc), ainsi qu'à des vitesses nominales. À partir de là, différentes approches de couplages sont donc possibles :

- **Convertisseur CC-CC à tension fixe :**

La tension de sortie restera stable indépendamment de la charge appliquée ou de la variation de la tension d'entrée. Très économique, il est souvent utilisé pour faire opérer la motopompe

à sa tension spécifique.

- **Convertisseur CC-CC à tension variable :**

La tension de sortie ou d'entrée est pilotée pour atteindre une certaine consigne variable selon les conditions d'opération (température et irradiance). Trois catégories de convertisseur CC-CC à tension variable sont dissociables selon la configuration du système et le contrôle souhaité :

- **Régulateur de charge MPPT²** : Ce chargeur solaire récupère l'énergie provenant des panneaux et la stocke dans une ou plusieurs batteries. Connu sous l'appellation de régulateur MPPT, "Maximum Power Point Tracker", il surveille constamment la tension de sortie des panneaux (tension d'entrée du système) pour la modifier et opérer sur la tension du PPM (V_{mp}). La motopompe est ensuite alimentée à l'aide de la batterie, qui est nécessaire pour le fonctionnement du système. Il est souvent préconisé de choisir un parc de batterie qui opère au même voltage que celui de la pompe.
- **Contrôleur de pompe MPPT** : Basé sur la même stratégie MPPT que le régulateur précédent, ce convertisseur à l'avantage de fonctionner de manière similaire, mais ne nécessite pas de batterie intermédiaire entre le convertisseur et la pompe. Ces contrôleurs MPPT intelligents, uniquement développés dans le contexte du pompage solaire, sont moins répandus et plus coûteux que les MPPT avec batterie.
- **Contrôleur de pompe LCB** : Le "Linear Current Booster" (LCB) est un convertisseur qui n'optimise pas le fonctionnement du panneau, mais cherche à faire opérer la pompe sur un plus grand nombre d'heures. Son objectif est d'adapter l'impédance en diminuant la tension pour augmenter le courant et permettre à la pompe de démarrer par faible

² Généralement, le terme "couplage indirect est employé lorsqu'une ou des batteries sont comprises dans le système. Dans le cas des travaux présentés ici, le "couplage indirect" s'apparente à un type couplage comprenant un convertisseur. Un système dit "direct" comprend donc, uniquement un panneau PV et une motopompe sans élément de puissance.

ensoleillement.

- **Convertisseur CC-CA à tension variable :**

Le convertisseur CC-CA, ou onduleur, permet de transformer un courant (ou tension) continu en courant (ou tension) alternatif. Ce dispositif électronique est, lui, nécessaire lorsque le moteur du système requiert une source de courant alternatif. Tout comme le convertisseur CC-CC, il possède des transistors qui permettent d'effectuer un contrôle, et d'adapter la tension pour réguler la vitesse de fonctionnement du moteur (il est d'ailleurs capable d'intégrer la stratégie LCB).

De manière générale, un convertisseur permet donc la variation du courant et de la tension, ce qui permet de piloter la tension du panneau PV, mais également la tension du moteur et donc indirectement sa vitesse de fonctionnement. Chacun des éléments de la chaîne de puissance possède un rendement, souvent très élevé, plus de 95 %, mais à prendre en considération. Il est tout à fait possible de combiner plusieurs convertisseurs entre eux pour obtenir un contrôle sur le panneau PV et sur le moteur. La figure 1.9 représente les différentes options envisageables.

Dans leurs travaux, Ba, Ehssein, Mahmoud, Hamdoun & Elhassen (2018), démontrent bien la différence de fonctionnement entre un couplage direct et un couplage avec MPPT. La figure 1.10 illustre les courbes de fonctionnement d'un panneau PV (en trait plein) et d'un moteur (en trait pointillé). Pour un couplage direct, lorsque le courant fourni par le panneau est d'environ 7 A, le système fonctionne alors sur une tension d'environ 25 V, ce qui correspond à une puissance de 175 W. Avec un MPPT, soit un couplage indirect, le convertisseur CC-CC régule le courant de telle sorte à imposer une tension d'un peu plus de 30 V, pour finalement obtenir une puissance de 225 W. Pour n'importe quelle valeur de courant d'entrée, le convertisseur est capable d'identifier la tension optimale à appliquer au système, permettant d'obtenir une nouvelle courbe de fonctionnement idéal (en noir épais) et de maximiser les performances. Même si peu d'études comparent MPPT et LCB, Richards & Scheferb (2002) estiment que l'un ou l'autre permet une augmentation moyenne de 30 % de la quantité d'eau pompée.

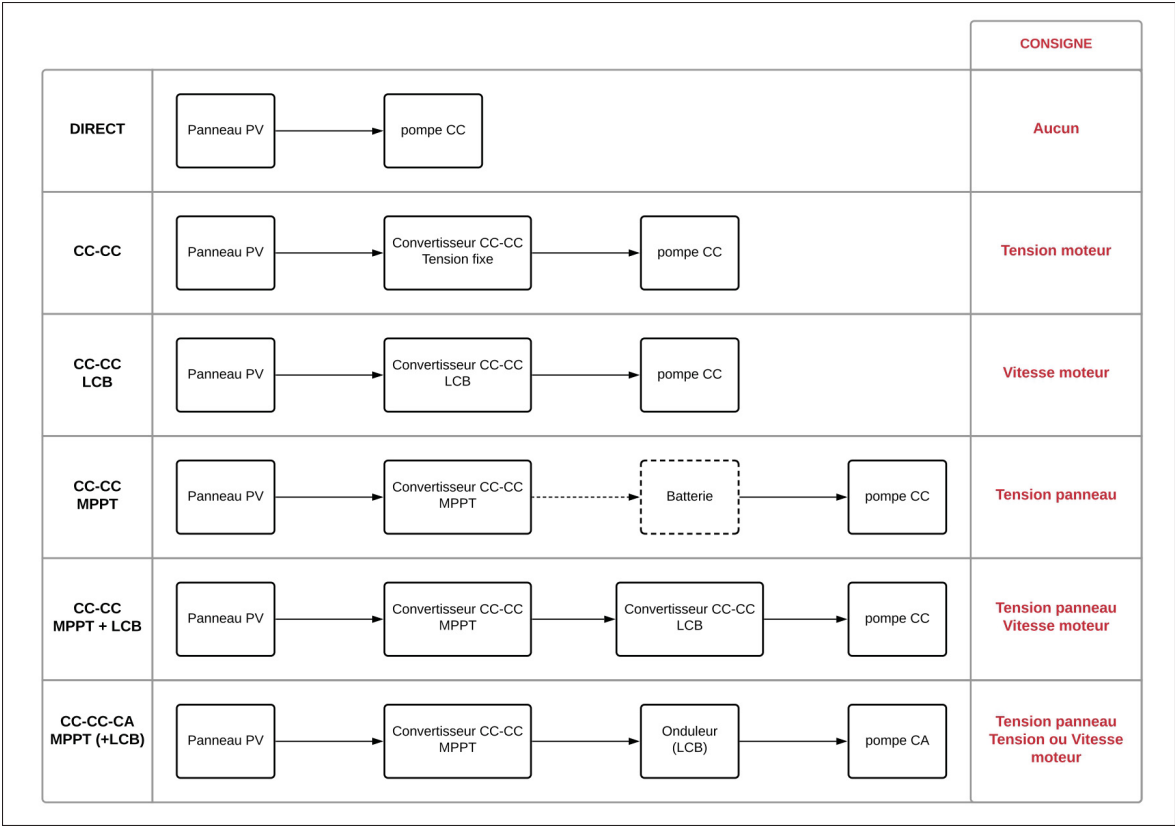


Figure 1.9 Les différentes approches de couplage entre le panneau PV et la motopompe

1.1.3.2 Convertisseurs courant continu - courant continu

Le convertisseur CC-CC, ou également appelé hacheur, est un convertisseur statique (CS), soit un dispositif qui, associé à un pilotage adapté, permet la gestion des échanges d'énergie électrique entre un générateur et un récepteur. Dans le cas présent, la source photovoltaïque représente le générateur tandis que la charge (l'ensemble moteur-pompe) équivaut au récepteur. Ce circuit de composants électroniques (résistances, inductances, condensateurs, etc.) bidirectionnels, où l'énergie circule dans les deux sens, est constitué a minima de transistors, qui sont des semi-conducteurs utilisés comme interrupteurs et qui fonctionnent par commutation. Grâce à leur changement d'état, ils permettent la circulation ou l'interruption du courant électrique :

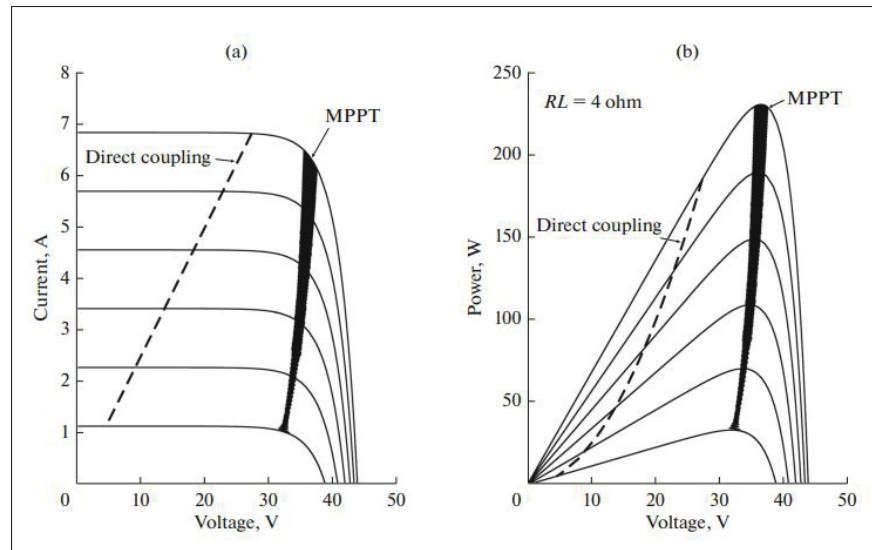


Figure 1.10 Caractéristiques $I - V$ (à gauche) et $P - V$ (à droite) du couplage direct et indirect
Tirée de Ba *et al.* (2018)

- Accumulation d'énergie (interrupteur fermé) : en état passant, le courant traverse une inductance (bobine) de manière à stocker une partie de l'énergie
- Transfert d'énergie (interrupteur ouvert) : en état bloquant, l'énergie de l'inductance et celle du générateur s'additionnent pour fournir un effet de survoltage à une capacité et à la charge (résistance sur la figure 1.11)

Le dispositif permet donc de fournir une tension continue variable à partir d'une tension continue fixe. Il assure une variation du couple $I - V$, ce qui force la source PV à fonctionner à une tension optimale et à produire son maximum de puissance. Les CS sont souvent caractérisés par un rapport cyclique D variant entre 0 et 1, représentant la fraction de la période de temps pendant laquelle l'interrupteur conduit le courant. Afin de parvenir au point de fonctionnement idéal, la modification du couple $I - V$ s'effectue grâce à l'état de l'interrupteur. Cet état est défini par un algorithme et des lois de commandes, intégrés dans un microcontrôleur, qui font l'objet de la section 1.2. À travers les différentes applications du SPESPV, plusieurs types de CS sont utilisés,

leurs relations de conversions respectives permettent alors d'exprimer la tension de sortie en fonction de celle en entrée :

- **Convertisseur BOOST**

Élévateur de tension, transforme une tension continue en une tension plus forte :

$$V_{out} = \frac{1}{1-D} * V_{in} \quad (1.11)$$

- **Convertisseur BUCK-BOOST**

Alimentation à découpage qui possède le principe du convertisseur Boost, mais également celui du Buck. Il peut donc transformer une tension vers un niveau plus haut, ou plus faible, mais n'a pas de borne reliée au zéro. La polarité de tension de sortie est inversée par rapport à l'entrée, pouvant varier entre 0 et moins l'infini dans le cas du convertisseur idéal :

$$V_{out} = \frac{-D}{1-D} * V_{in} \quad (1.12)$$

- **Convertisseur CUK :**

Même principe que le convertisseur Buck-Boost, mais l'énergie est stockée dans un condensateur et non une bobine (inductance). La polarité de la tension de sortie est également inversée par rapport à l'entrée :

$$V_{out} = \frac{-D}{1-D} * V_{in} \quad (1.13)$$

- **Convertisseur SEPIC (Single Ended Primary Inductor Converter) :**

Toujours le même principe que le convertisseur Buck-Boost, mais la tension de sortie n'est pas inversée, elle possède la même polarité que la tension d'entrée :

$$V_{out} = \frac{D}{1-D} * V_{in} \quad (1.14)$$

La figure 1.11 représente les différentes représentations des quatre convertisseurs en question, ainsi que la circulation du courant (en rouge) pour les différentes topologies.

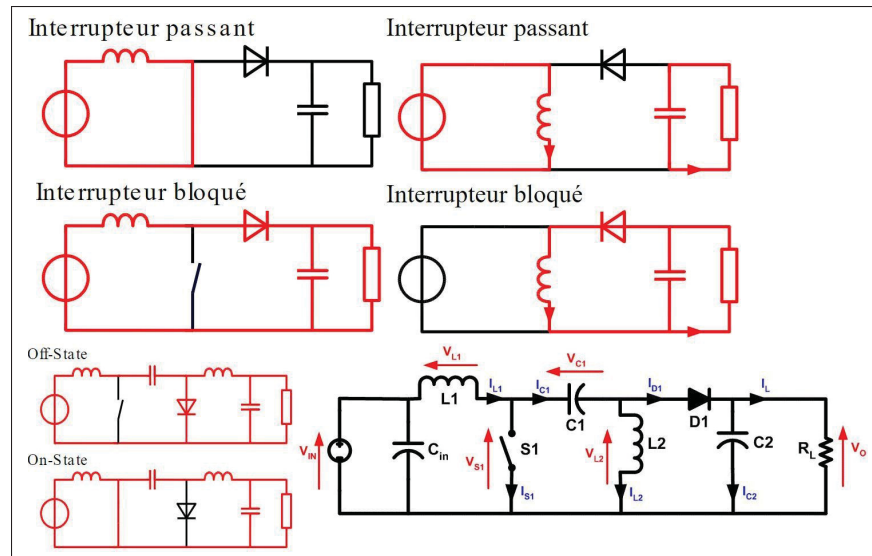


Figure 1.11 Représentation des différents convertisseurs :
Boost (haut gauche); Buck-Boost (haut droite); Cuk (bas
gauche); SEPIC (bas droite)

Ce composant électronique n'est pas essentiel, mais il pourrait éventuellement réduire le nombre de panneaux nécessaires en optimisant la puissance du système. Concernant le meilleur choix à faire, certains travaux ont déjà été menés. Même si les convertisseurs Boost et Buck-Boost semblent être les plus présents pour les SPESPV, ils possèdent des contraintes de commutations importantes (tension doublée aux bornes du commutateur) avec des faibles de taux de conversion (Mishra, 2018). Les convertisseurs Boost ont également le désavantage de ne pouvoir qu'augmenter la tension. En service, le système doit également être capable de diminuer la tension, il est donc souvent accompagné d'une boucle de régulation. L'inductance, placée à l'avant dans le cas des convertisseurs Cuk et SEPIC, permet de réduire l'ondulation de la tension et stabilise donc mieux la continuité du courant. Le convertisseur SEPIC offre également une tension de sortie positive, ce qui convient mieux aux énergies renouvelables (Mishra, 2018). Cependant, les convertisseurs Cuk et SEPIC possèdent plus d'éléments électriques et sont donc un peu plus chers et plus complexes à dimensionner.

De plus, dans le cas des MRV qui possèdent un nombre de phases paires (voir précédemment section 1.1.2.1), il est possible de combiner deux convertisseurs qui vont chacun alimenter une

capacité pour une paire de phases. Le travail de Singh (2018) propose alors une double sortie avec deux convertisseurs, l'un est de type SEPIC, l'autre Cuk. Un seul interrupteur, commun aux deux convertisseurs, permet de passer de l'état bloquant à passant. Le coût du système est plus élevé, mais cette double sortie permet de réduire la taille des capacités.

1.1.3.3 Onduleur

L'onduleur, ou convertisseur CC-CA, est un élément d'électronique de puissance permettant de générer des tensions ou courants alternatifs de fréquences et amplitudes variables ou fixes à partir d'une source électrique de tension ou de fréquence différente. Il est nécessaire lorsque le système comprend des moteurs à CA. Tous les onduleurs sont constitués d'interrupteurs électroniques permettant un jeu de commutations commandées afin d'obtenir un signal alternatif de fréquence désirée. Plusieurs grandes familles permettent de caractériser un onduleur :

- Onduleur de tension et onduleur de courant :
 - Un onduleur de tension est alimenté par un générateur à courant continu de type source de tension et fournit un récepteur du type source de courant. Le caractère "source de tension" est obtenu en branchant en parallèle les bornes d'accès de l'onduleur et de sa source, tandis qu'en pratique le terme "source de courant" provient de la présence d'inductances en série aux bornes du récepteur ;
 - Un onduleur de courant est quant à lui, alimenté par un générateur à courant continu de type source de courant et fournit un récepteur de type source de tension.
- Onduleur autonome et onduleur non autonome :
 - Un onduleur autonome n'a pas besoin de réseau électrique pour fonctionner, il est donc dépourvu d'entrée d'alimentation électrique basse tension (12V) ;
 - Un onduleur non autonome est naturellement assisté par un réseau électrique auquel il est raccordé.
- Onduleur monophasé et triphasé :
 - Un onduleur monophasé fournit au récepteur un courant constitué d'une seule phase électrique ;

- Un onduleur triphasé fournit au récepteur un courant constitué de trois phases électriques. Ce dispositif permet d'alimenter une plus grande puissance électrique, mais est souvent moins économique.
- Onduleur central et micro-onduleur :
 - Un onduleur central est un onduleur unique et branché au bout de la série des panneaux PV, qui à lui seul est assez puissant pour gérer la transformation du CC de l'ensemble de l'installation solaire. Ce dispositif est généralement moins onéreux, mais lorsqu'un panneau d'une branche en série est ombragé ou défaillant, l'ensemble des panneaux de la branche est affecté et produit moins d'énergie ;
 - Un micro-onduleur est relié à un seul et unique panneau PV. Avec ce type de système, il est donc nécessaire d'installer autant d'onduleurs que de panneaux PV. L'avantage est que le micro-onduleur permet d'optimiser la productivité énergétique individuelle de chacun des panneaux PV en limitant les pertes. Ce système est moins économique, plus complexe à mettre en place et la durée de vie est également réduite.

Les moteurs à CA utilisés dans les SPESPV sont la plupart triphasés, un onduleur autonome de tension triphasé semble donc être le bon choix pour répondre à la problématique de l'étude. Présenté sur la figure 1.12, il est composé de trois cellules de commutations, soit trois paires d'interrupteurs de puissances, représentant les trois phases de la machine, déphasé de 120° . Les interrupteurs sont constitués d'une diode et d'un transistor qui est souvent un transistor bipolaire à grille isolée, qui a l'avantage de posséder un faible coût énergétique et des faibles pertes par conduction.

De plus, il est également possible d'ajouter une ou plusieurs cellules de commutations afin d'offrir des degrés de liberté supplémentaires pour la commande de tension de sortie. Ce dispositif est alors appelé onduleur multi-niveaux. Un niveau est défini comme l'ensemble des tensions commandables. À titre d'exemple, un onduleur triphasé classique possède 3 bras (1 bras pour chaque paire de cellules de commutations) à 1 niveau chacun. L'intérêt des onduleurs multi-niveaux est de pouvoir répartir la contrainte en tension sur plusieurs interrupteurs, et

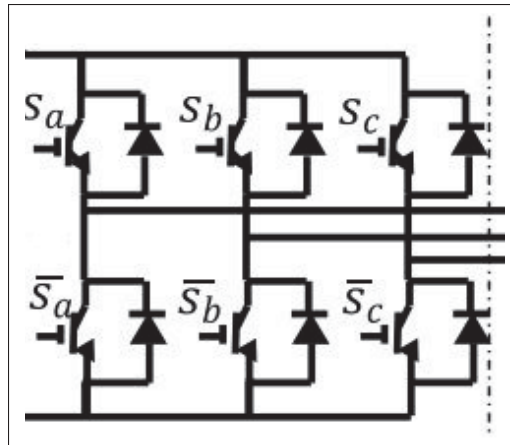


Figure 1.12 Représentation d'un onduleur triphasé
Tirée de Errouha *et al.* (2019)

ainsi utiliser des composants de plus petit calibre, souvent plus performants. De plus, comme le montre Janardhan, Mittal & Ojha (2020), un autre avantage du multi-niveaux est de réduire les harmoniques et les surtensions de charge. Les harmoniques, dues à la présence de charges électriques non linéaires, entraînent une augmentation des pertes, du bruit et des interférences. Cependant, ces dispositifs, utilisant plus d'interrupteurs, ne sont pas économiques et sont souvent plus complexes à commander.

1.1.4 Stockage de l'énergie

Un des enjeux du SPESPV est de pouvoir fournir de l'eau plus ou moins continuellement. Même si la ressource solaire est abondante, sa disponibilité sur une journée n'est pas constante. Il est donc parfois possible, notamment au lever et coucher du soleil, que le rayonnement ne soit pas suffisant pour faire fonctionner le système et fournir de l'eau. En contre-partie, lors du zénith solaire, la ressource est très abondante et n'est pas entièrement utilisée. L'objectif du stockage est donc non seulement de récupérer au mieux la ressource disponible tout en assurant un débit d'eau suffisant lors des phases de faible rayonnement. Les deux systèmes de stockages sont présentés dans les deux parties suivantes.

1.1.4.1 Réservoir

Le réservoir est une cuve que le système remplit dès qu'il pompe de l'eau. Lorsqu'il n'y a aucune demande, le système est capable d'exploiter l'énergie solaire pour remplir le réservoir et éviter une inactivité en présence d'irradiation solaire. La pompe peut alors fonctionner dès que possible, sauf lorsque le réservoir est plein, et dans ce cas le système doit s'arrêter. La taille du réservoir dépend de l'autonomie souhaitée et de la consommation d'eau. Malheureusement, ce dispositif est très onéreux, 25 % (avec le réseau de tuyauterie) du capital initial (Carrier & Schiller, 1993).

Une approche intéressante proposée par Bakelli *et al.* (2011) est de modéliser les états de charges et décharges de la cuve. Cela permet de maîtriser le niveau d'eau du réservoir à tout instant t :

- Le réservoir se remplit :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) + \left[E_{PV}(t) - \frac{E_h(t)}{\eta_{conv}} \right] \quad (1.15)$$

- Le réservoir se vide :

$$SOC(t) = SOC(t - 1) - \left[\frac{E_h(t)}{E_h(t)\eta_{conv}} - E_{PV}(t) \right] \quad (1.16)$$

La variable SOC représente alors les différents états de charge et permet de connaître l'autonomie d'eau pour l'instant t . Elle est comprise entre 0 et le maximum de jour d'autonomie défini par le dimensionnement du réservoir. Trouver un compromis entre la taille du réservoir et le nombre de panneaux est une étude intéressante pour éviter les pertes de puissances produites et minimiser les coûts (Bakelli *et al.*, 2011).

1.1.4.2 Batterie

Dans la majorité des SPESPV, le réservoir est plus adapté que la batterie (Hamidat & Benyoucef, 2008). Cependant, elle permet d'exploiter l'énergie solaire disponible lorsqu'il n'y a aucune demande, mais possède également l'avantage de soutenir le panneau PV pour le démarrage

du moteur en cas de faible radiation. Sallem, Chaabene & Kamoun (2009) ont développé un SPESPV avec batterie en utilisant différents interrupteurs permettant la circulation de l'énergie vers le moteur ou la batterie (figure 1.13).

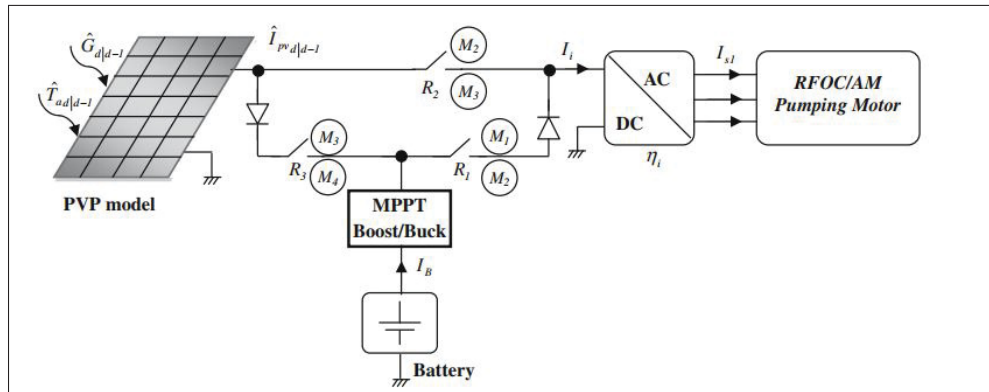


Figure 1.13 Exemple de SPESPV avec batterie
Tirée de Sallem *et al.* (2009)

La tension de la batterie est souvent fixe, c'est un critère de sélection. Sallem *et al.* (2009) définit la profondeur de décharge *dod* de la batterie pour effectuer le contrôle du système choisi. Une fois le modèle dynamique de la batterie établi, un algorithme de commande permet ensuite de décider laquelle des 4 configurations suivantes est adoptée en fonction de la *dod* :

- La nuit ou le matin, avant le lever du soleil : la batterie fournit l'énergie au moteur lorsque du pompage est requis ($dod < 0,5$) ;
- Le matin, lorsque la ressource solaire n'est pas encore suffisante, mais présente : la batterie compense le déficit d'énergie fourni par le panneau pour faire fonctionner la motopompe ($dod < 0,5$) ;
- La journée : le panneau PV envoie la puissance requise par le moteur lorsque du pompage est requis et charge la batterie avec le surplus d'énergie produit ;
- En fin d'après-midi, avant le coucher du soleil : le panneau PV recharge la batterie pour le lendemain et/ou remplit le réservoir en prévision des besoins de la soirée et du début de la nuit.

Cette stratégie met en avant l'avantage de la batterie par rapport au réservoir : lorsque l'irradiation solaire est trop faible (au lever notamment) et que la puissance développée par le panneau n'est pas suffisante pour entraîner le moteur, elle vient compenser le manque d'énergie grâce à l'énergie stockée la veille en fin de journée. Avec cette méthode, Sallem *et al.* (2009) prolonge grandement la durée d'opération du système ($P_{max} = 1 \text{ kW}$, $C_B = 420 \text{ A.h}$) :

- Moyenne de l'intersaison : 10 h 59 min à la place de 5 h 48 min ;
- Moyenne de la saison chaude : 12 h 23 min à la place de 6 h 31 min ;
- Moyenne de la saison froide : 9 h 26 min à la place de 4 h 21 min.

Cette approche permet également de protéger la batterie contre les décharges importantes. À noter que le type de convertisseur entre le panneau et la batterie doit être bidirectionnel et non relié au zéro. Il ne peut donc pas être de type Boost. Un second convertisseur pourrait également être installé, en parallèle avec le premier, entre le panneau et le moteur (Massaq, Abounada & Ramzi, 2020). Le coût de l'investissement peut devenir onéreux ici, et n'est pas forcément conseillé pour un système à faible coût.

L'ensemble des composants vu jusqu'ici sont capables, ou non, d'interagir librement. Afin de pouvoir contrôler les états des interrupteurs, un système de contrôle est nécessaire.

1.2 Système de contrôle et lois de commandes du Système de Pompage d'Eau Solaire Photovoltaïque

Le système de contrôle est un processus qui force le SPESPV à adopter le comportement souhaité. La commande s'applique sur les éléments de commutations (interrupteurs) du bloc d'électronique de puissance. Comme expliqué précédemment, le convertisseur CC-CC permet le contrôle du comportement du panneau et de la tension d'entrée du moteur CC tandis que l'onduleur est nécessaire dans le cas des moteurs CA. Lorsque ces composants ne sont pas présents, le SPESPV ne comprend pas d'actionneur et il est alors impossible de commander le système. Le comportement se veut libre et ne peut pas être commandé. Dans le contexte du

pompage solaire, le contrôle du convertisseur à tension fixe est relativement simple et la recherche actuelle s'intéresse surtout aux convertisseurs MPPT, ainsi qu'au contrôle de l'onduleur pour pompe CA. Les sous-sections suivantes présentent alors les différentes stratégies de contrôle adoptées pour ces éléments et leurs intérêts.

1.2.1 Contrôle du convertisseur courant continu - courant continu

La dynamique du panneau PV est non linéaire et son comportement fluctue énormément en fonction des conditions climatiques. L'intérêt du MPPT est de pouvoir contrôler le système PV en recherchant le PPM à l'aide d'un microcontrôleur. Il est directement intégré au convertisseur qui interprète les instructions et traite les données d'un programme. L'objectif est de faire varier le rapport cyclique D du convertisseur, avec comme variable d'entrée, la tension et le courant du panneau PV. Les différents algorithmes de contrôle sont présentés dans les parties suivantes.

1.2.1.1 Perturbation et Observation

La méthode Perturbation et Observation (P&O) est constituée de trois étapes :

- Pour une tension fixée, V_n , la puissance P_n fournie par le panneau est mesurée (multiplication des deux variables d'entrée, I_n et V_n);
- Après une brève période de temps ΔT , une légère surtension est appliquée : $V_{n+1} = V_n + \Delta V$. La puissance P_{n+1} est à nouveau mesurée ;
- L'étape finale consiste à analyser la différence de puissance entre les instants n et $n + 1$ pour appliquer la variation de tension. Deux conditions sont alors possibles :
 - $P_{n+1} > P_n$: Le différentiel de tension appliqué a conduit à une augmentation de puissance, le processus continue avec $V_{n+2} = V_{n+1} + \Delta V$;
 - $P_{n+1} < P_n$: Le différentiel de tension appliqué a conduit à une diminution de puissance, le processus s'inverse avec $V_{n+2} = V_{n+1} - \Delta V$.

Ce processus itératif se poursuit continuellement avec un pas de temps défini par le contrôleur. Simple et peu coûteux, ce contrôleur présente quelques défauts comme une forte oscillation autour du PPM et des difficultés de convergence en cas de variation environnementale soudaine (passage d'un nuage par exemple) (Bouchakour, Borni & Brahami, 2021). Un exemple de la méthode P&O est présenté figure à la 1.14 :

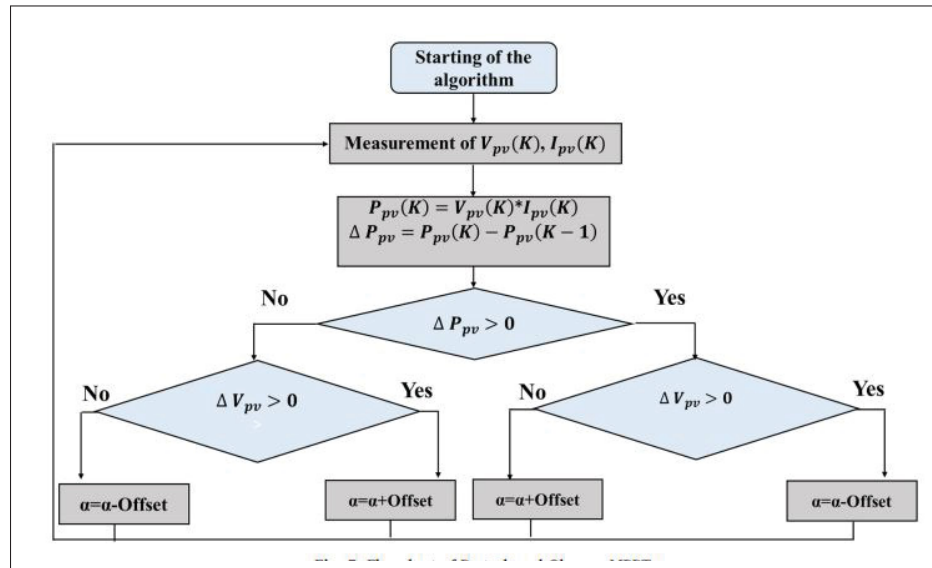


Figure 1.14 Diagramme en bloc représentant l'algorithme P&O
Tirée de Errouha *et al.* (2019)

Le rapport cyclique D (α sur la figure 1.14) est évalué à chaque itération. Une amélioration de l'algorithme, proposée par (Singh, 2018), consiste à insérer une boucle libre de déviation qui contrôle également la différence de courant. Une atténuation de déviation et une réduction du temps de réponse de 15 à 20 % sont observées.

Dans ses travaux, Bouchakour *et al.* (2021) proposent une étude plus poussée en associant la méthode P&O à deux optimisations distinctes. La comparaison entre les deux méthodes donne néanmoins des résultats similaires :

- Algorithme Génétique : optimisation évolutionniste qui utilise la notion de sélection naturelle afin de converger pas à pas vers la solution ;

- Optimisation par Essaims de Particules : optimisation stochastique, où soit une particule, soit une solution se déplace en fonction de trois composantes pour progresser vers un minimum global.

Une stratégie intéressante, présentée par Govindarajan *et al.* (2014), concerne le couplage d'un contrôleur MPPT avec une boucle de régulation comme le montre la figure 1.15. La boucle de régulation permet d'atteindre un état associé à une valeur consigne et de s'y maintenir grâce au modèle dynamique du système. Le choix des régulateurs et correcteurs de la boucle influe sur la rapidité, la précision et la stabilité du système. Le contrôle binaire, 0 ou 1, est basé sur la tension nominale du moteur. Lorsque qu'elle est trop faible (en dessous de la référence), le MPPT fonctionne et cherche à optimiser la puissance du panneau PV pour fournir une tension plus importante au moteur (état 0). Cependant, lorsque la tension d'entrée du moteur est trop importante, le moteur s'emballe et le correcteur Proportionnel Intégral (PI) cherche alors à réguler la tension de sortie du convertisseur sur la tension nominale du moteur (état 1). Une approche qui permet notamment d'éviter les dommages sur le moteur lors des fortes irradiances. Dans ce cas, une boucle de régulation est pertinente, car la valeur de référence (puissance nominale du moteur) est connue. La différence du régulateur MPPT avec un asservissement classique est de pouvoir rechercher cette consigne.

1.2.1.2 Conductance incrémentale

La méthode de Conductance Incrémentale (ConInc) est très ressemblante à celle de P&O. Cependant, au lieu de mesurer la différence de puissance, le contrôleur mesure la différence de tension et de courant. Une représentation est disponible à la figure 1.16 et explicitée selon les trois configurations suivantes (Khelifi, 2016) :

- Pour une tension fixée, V_n , le contrôleur mesure les deux variables d'entrée I_n et V_n ;
- Après une brève période de temps ΔT , une légère surtension est appliquée : $V_{n+1} = V_n + \Delta V$.
La tension V_{n+1} et le courant I_{n+1} sont mesurés ;

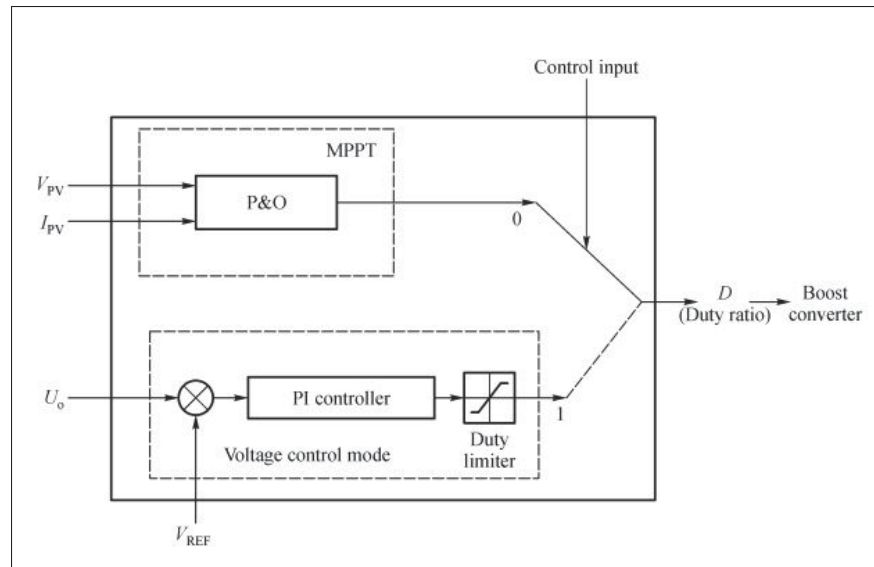


Figure 1.15 Stratégie de contrôle avec MPPT et régulation de la tension

Tirée de Govindarajan *et al.* (2014)

- L'étape finale consiste à analyser la différence de comportement en calculant le terme $\frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I}{V}$ après la variation de tension. Trois conditions sont alors possibles :
 - $\frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I}{V} > 0$: Le différentiel de tension appliqué a conduit à une augmentation de puissance, le processus continue avec $V_{n+2} = V_{n+1} + \Delta V$;
 - $\frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I}{V} < 0$: Le différentiel de tension appliqué a conduit à une diminution de puissance, le processus s'inverse avec $V_{n+2} = V_{n+1} - \Delta V$;
 - $\frac{\Delta I}{\Delta V} + \frac{I}{V} = 0$: Le différentiel de tension appliqué n'a conduit à aucun changement, le PPM est atteint. Le processus continue tout de même pour toujours vérifier que le comportement se stabilise sur ce point, mais n'envoie aucun changement de consigne au convertisseur.

Même si cette commande possède les mêmes caractéristiques que la méthode P&O, elle a l'avantage de diminuer l'oscillation autour du MPP grâce à sa troisième condition qui permet d'obtenir une meilleure stabilité. La méthode ConInc est à peine plus efficace avec 97 % de la puissance maximale atteint, contre 96,5 % pour l'algorithme P&O (Taufik, Oi, Anwari & Taufik, 2009). Avec une puissance de 150 W, ces résultats montrent également une augmentation de

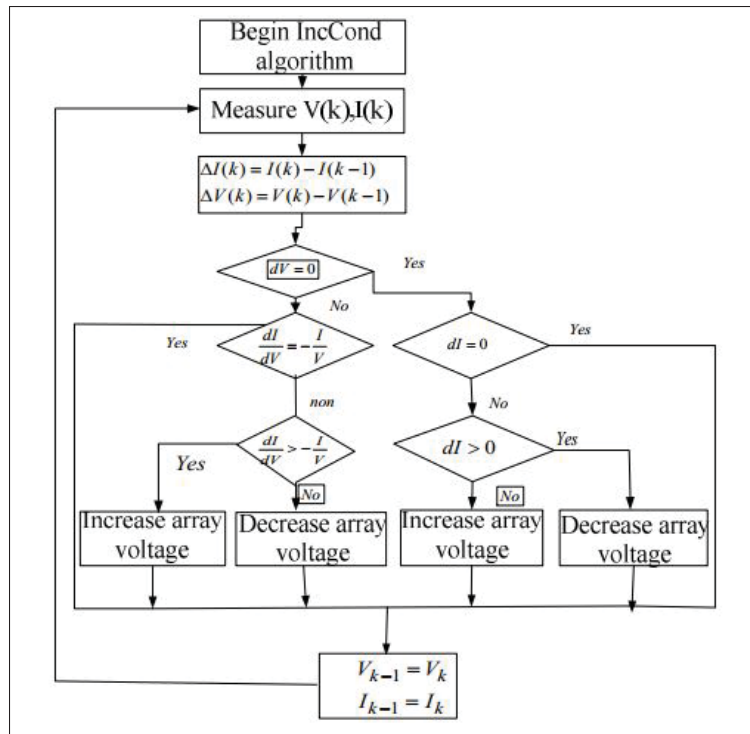


Figure 1.16 Diagramme en bloc représentant l'algorithme ConInc
Tirée de Khelifi (2016)

99 % concernant la capacité du système PV correspondant à une amélioration de 35 % du rendement global et de 87 % sur le volume pompé.

1.2.1.3 Logique floue

Les algorithmes P&O et ConInc sont les plus utilisés dans les SPESPV (Nabil *et al.*, 2013), mais la logique floue (LF) reste également une stratégie très adoptée. La particularité de cette commande est d'utiliser non pas des variables numériques, mais des variables linguistiques, soit des mots, des étiquettes, et même parfois des phrases. Ainsi, cette méthode se base sur une description linguistique de la stratégie de commande à adopter. Le processus typique de ce contrôleur, présenté par (Benlarbi *et al.*, 2004), est divisé en trois étapes :

- Codage linguistique : transformation des variables numériques en un ensemble de variables linguistiques floues, composé de sous-ensembles flous, appelés fonctions d'appartenance ;

- Définition des règles floues : les règles d'inférence floues sont établies à l'aide d'opérateur simple comme 'SI' ou 'ALORS'. Une unité de décision, le raisonnement flou, est construit sous forme de règles conjonctives 'ET', et 'OU'. Les variables linguistiques sont directement intégrées dans les règles et le raisonnement ;
- Décodage linguistique : l'action des règles et du raisonnement flou est converti en valeur numérique.

Les nombres de variables d'entrée, de sous-ensembles linguistiques et de règles floues ne sont pas fixes et peuvent varier d'un contrôleur à un autre. Comme les algorithmes précédents, des différences de voltage, de courant et/ou de puissance sont mesurées afin de pouvoir établir le signal de retour. Cependant, grâce à cette méthode, il est possible de pondérer (ou chiffrer) la différence de tension à appliquer en fonction de ce qui a été mesuré. Un exemple de sous-ensemble linguistique et de règles floues est donné à la figure 1.17.

Bouchakour *et al.* (2021) associent alors 7 variables linguistiques à une différence de tension ΔV , et de puissance ΔP , entre un instant, $t - 1$, et t . Selon ces entrées, les règles floues vont alors associer une variable linguistique (multiplication des deux entrées) à une différence de tension à appliquer ΔV_{ref} . La nouvelle tension à l'état t devient l'addition de la tension actuelle et de la différence de tension de référence ΔV_{ref} .

Dans son étude, Benlarbi *et al.* (2004) utilisent également cette stratégie, mais proposent d'adapter le gain D du convertisseur en évaluant le rendement global du système, et non la tension du module PV. Effectivement, dans le cas des MA, ils montrent que cette approche différente obtient de meilleurs résultats avec une augmentation de l'efficacité globale du système.

D'après Bouchakour *et al.* (2021), la méthode LF offre des résultats plus intéressants que la stratégie P&O puisqu'elle permet de supprimer les défauts d'oscillation et de convergence. De plus, elle permet de lisser le comportement du panneau et donc d'optimiser les performances lors des changements météorologiques.

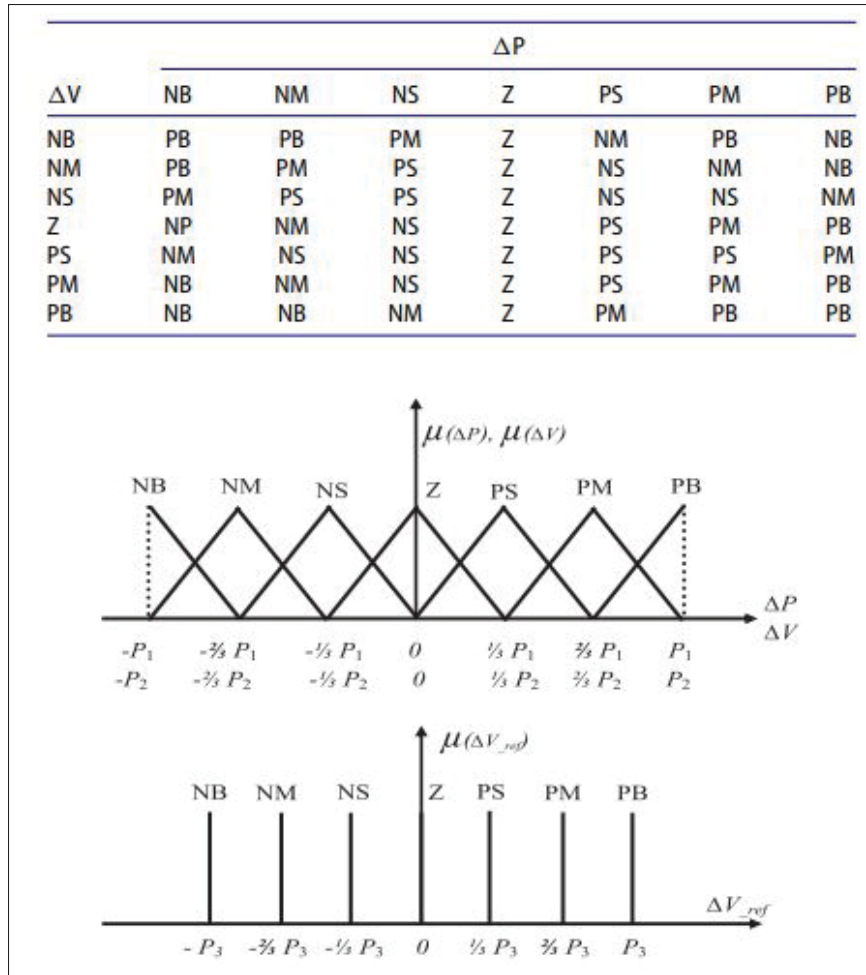


Figure 1.17 Représentation de la commande avec les règles floues

Tirée de Bouchakour *et al.* (2021)

1.2.1.4 Tension de Circuit Ouvert Fractionné

La commande de Tension de Circuit Ouvert Fractionné (TCOF) est basée sur une relation entre la tension du PPM et la tension en circuit ouvert du panneau PV :

$$V_{mp} = k_v * V_{oc} \quad (1.17)$$

En comparant cette valeur de tension à la valeur de tension à l'instant t , le système est alors capable de mesurer la différence entre la tension de fonctionnement optimale et la tension

actuelle. Si la différence de tension est positive, la tension actuelle est alors trop faible et le contrôleur diminue le rapport cyclique de manière à augmenter la tension. Et si la différence de tension est négative, l'analogie inverse est alors appliquée. Malgré que cette commande soit facile à mettre en place et peu chère, elle nécessite soit de connaître le coefficient k_v et d'effectuer la mesure de la tension V_{oc} de temps en temps, soit de déconnecter le panneau PV de la charge, ce qui implique une perte de transfert de puissance à chaque mesure.

1.2.1.5 Courant de Court-Circuit Fractionné

La commande de Courant de Court-Circuit Fractionné (CCCF) repose également sur un principe de proportionnalité, mais entre les courants du PPM et du court-circuit :

$$I_{mp} = k_i * I_{SC} \quad (1.18)$$

La méthode et les remarques de cette commande sont similaires à la précédente, hormis le fait que la valeur à mesurer est le courant de court-circuit. Le capteur nécessaire est donc un capteur de courant et non de tension. À noter que cette commande reste un peu plus précise que la précédente, car la température n'influence pas le coefficient k_i .

1.2.1.6 Contrôle par Corrélation des Ondulations

Le Contrôle par Corrélation des Ondulations (CCO) est une technique qui utilise en entrée certaines ondulations du système. Une ondulation est une variation périodique d'un courant ou d'une tension. Cela peut être interprété comme la perturbation de la variation de puissance. Quel que soit le convertisseur utilisé, le courant de son inducteur comprend alors une composante continue (I_L) et une composante d'ondulation. Pour une température et une irradiation données, le courant de l'inducteur varie, ainsi que la puissance qui n'est pas linéaire, comme observé précédemment. L'objectif de cette méthode est alors de tendre vers le courant du PPM (I_{mp}), là où la puissance est maximale. En corrélant le courant d'inducteur d'entrée et la puissance à

l'instant t , il est possible de converger vers le courant optimal :

- Lorsque le courant de l'inducteur est inférieur au courant de référence (celui de PPM), l'ondulation de courant et l'ondulation de puissance sont en phase, ce qui implique que le produit des dérivés de courant et de puissance est positif :

$$\frac{dI_L}{dt} \frac{dP}{dt} > 0 \Rightarrow I_L < I_{mp} \quad (1.19)$$

- À l'inverse, si le courant de l'inducteur est supérieur au courant de référence (celui de PPM), l'ondulation de courant et l'ondulation de puissance sont déphasées, et le produit des dérivés de courant et de puissance est alors négatif.

$$\frac{dI_L}{dt} \frac{dP}{dt} < 0 \Rightarrow I_L > I_{mp} \quad (1.20)$$

Deux conditions sont donc nécessaires pour réaliser cette méthode :

- La composante d'ondulation : elle peut être séparée de la composante continue en utilisant un filtre passe-haut. Souvent constitué d'une capacité et d'une résistance en série, ce dispositif laisse passer les hautes fréquences et atténue les basses fréquences, inférieures à la fréquence de coupure ³. Pour le CCO, la fréquence de coupure du filtre doit être inférieure à la fréquence d'ondulation ;
- Les dérivées de puissance et de courant doivent être non nulles : récupérés à différents instants grâce à des capteurs, il est impossible qu'elles restent fixes entre deux mesures, car les commutations du convertisseur impliquent forcément la présence d'ondulations, et donc de variations de puissance. La loi du CCO est donnée par la relation suivante (K étant le gain du circuit électrique) :

$$D = K \int \frac{dI_L}{dt} \frac{dP}{dt} dt \quad (1.21)$$

³ Fréquence limite de fonctionnement utile, conventionnellement fixée pour une puissance réduite de moitié.

Cette stratégie est présentée dans les travaux de Trivedi, Gupta, Pachauri & Chauhan (2017), et comparée à la méthode P&O. Les résultats du CCO montrent une réponse plus rapide, un temps de stabilisation plus faible, et un meilleur taux de convergence. Cependant, même si les ondulations sont inhérentes au système, elles restent néfastes car elles provoquent du bruit électrique, de la distorsion et une surchauffe des composants. À noter que des amplificateurs opérationnels sont souvent utilisés avec cette technique. Ils permettent d'amplifier les différences de courants et de tensions entre deux instants afin d'effectuer les opérations mathématiques dans les calculateurs analogiques.

1.2.1.7 Autres méthodes

La recherche et le développement des commandes MPPT est un domaine très vaste, et d'autres méthodes que celles précédemment présentées existent. À titre d'exemple, il est possible de citer :

- "Hill climbing" : perturbation sur le rapport cyclique, très ressemblante au contrôle P&O ;
- Balayage de courant : balaye le courant du panneau dans un intervalle de temps fixe pour tracer la caractéristique courant-tension et déterminer la tension optimale ;
- Réseaux de neurones artificiels : méthode heuristique complexe (parmi d'autres) purement algorithmique, qui fournit une solution réalisable en raison de l'explosion combinatoire.

1.2.2 Contrôle du moteur

L'intérêt de contrôler le moteur est de pouvoir faire varier sa vitesse d'opération. Cela permet de faire fonctionner le moteur même lorsque la radiation solaire est faible. Le comportement du moteur est contrôlé par l'onduleur qui utilise couramment la technique de modulation de largeur d'impulsion (MLI). Elle génère des signaux logiques (valant 0 ou 1) qui permettent le changement d'état des interrupteurs. Le signal logique est contrôlé numériquement par le traitement du microcontrôleur.

Les machines à courant continu ne sont pas concernées par les sous-sections suivantes puisque le courant ne passe pas par un onduleur.

1.2.2.1 Commande Scalaire

La commande scalaire ou commande en U/f , permet d'adapter la tension d'alimentation du moteur quelle que soit la fréquence des courants qui l'alimente. Lorsqu'une variation de courant apparaît, le système cherche à modifier la tension pour permettre au rapport au ratio U/f de rester constant. Nabil *et al.* (2013) met en avant ce type de contrôle afin d'augmenter les performances du système ($P_{nom} = 565 \text{ W}$) :

- Pour des irradiations trop faibles, en dessous de 500 W/m^2 , le démarrage du moteur n'est pas possible sans la régulation de la tension grâce à la commande U/f . En diminuant la fréquence du moteur, grâce à la variation de tension, la vitesse du moteur diminue. Le moteur peut alors démarrer à une plus petite vitesse. Les résultats permettent de prolonger la plage d'opération avec une irradiation minimale de 250 W/m^2 ;
- Au-delà de 500 W/m^2 , la valeur de tension nominale est maintenue grâce à l'indice de modulation d'amplitude M_A (asservis par une boucle de régulation) qui adapte la tension selon l'expression suivante :

$$\frac{V}{f} = \frac{M_A V_{bo}^4}{2\sqrt{2}f} = \text{constante} \quad (1.22)$$

L'objectif est de ne pas envoyer une surtension au moteur et de contrôler sa vitesse pour le faire fonctionner à sa puissance nominale ;

- L'utilisation du MPPT est alors inutile au-delà de 500 W/M^2 mais permet le fonctionnement du système entre 250 W/m^2 et 500 W/m^2 . Dans ces conditions, le système est en marche, mais à des performances non nominales.

⁴ V_{bo} : tension en boucle ouverte

1.2.2.2 Commande Vectorielle

La commande à flux orienté (CFO), ou plus communément appelée commande vectorielle, est sans doute le type de contrôle le plus commun pour les machines à courant alternatif. Les courants triphasés sont transformés en deux composantes orthogonales : le premier vecteur permet le réglage du flux magnétique du moteur, ϕ , tandis que le deuxième adapte le couple, T_m . La consigne de la commande s'effectue au niveau de la vitesse du moteur. En mesurant les courants, le calculateur retrouve le flux et le couple nécessaire à appliquer pour une vitesse demandée. Les nouveaux courants requis sont ensuite déterminés par la transformée inverse, puis régulés grâce aux IGBT. Des correcteurs PI sont très souvent utilisés afin de stabiliser les courants à la valeur de consigne. En découplant le flux et le couple de cette manière, le fonctionnement devient alors similaire à celui d'un MCC.

L'intérêt du passage par le flux et le couple est de pouvoir simplifier grandement la résolution d'équations, puisque ces deux composantes sont continues alors que les trois courants triphasés sont des quantités alternatives. Deux transformées différentes, permettant le passage du repère initial au repère flux/couple, sont possibles :

- Transformée de Park : elle n'est pas unitaire (non linéaire) et la puissance n'est pas en constante entre les repères ;
- Transformée dqo : très homologue à la précédente, elle permet cependant de conserver les valeurs des puissances entre les deux systèmes.

Une synthèse de la commande est présentée à la figure 1.18 avec les références q et d correspondant, respectivement, au flux et au couple du moteur. Le capteur Hall mesure l'angle de Park, soit l'angle de la position du rotor, qui permet l'évaluation du flux magnétique. Il est possible de s'en passer avec les deux méthodes suivantes :

- CFO Directe : mesure les tensions et les courants du moteur puis calcule directement l'amplitude des flux et l'angle de Park ;

- CFO Indirecte : récupère le courant statorique et la vitesse du rotor qui permettent de calculer, respectivement, la pulsation statorique et l'angle de Park. Ainsi, il est possible de déterminer le glissement de la machine et connaître précisément le flux. Le glissement du moteur est l'écart entre sa vitesse et la vitesse du flux.

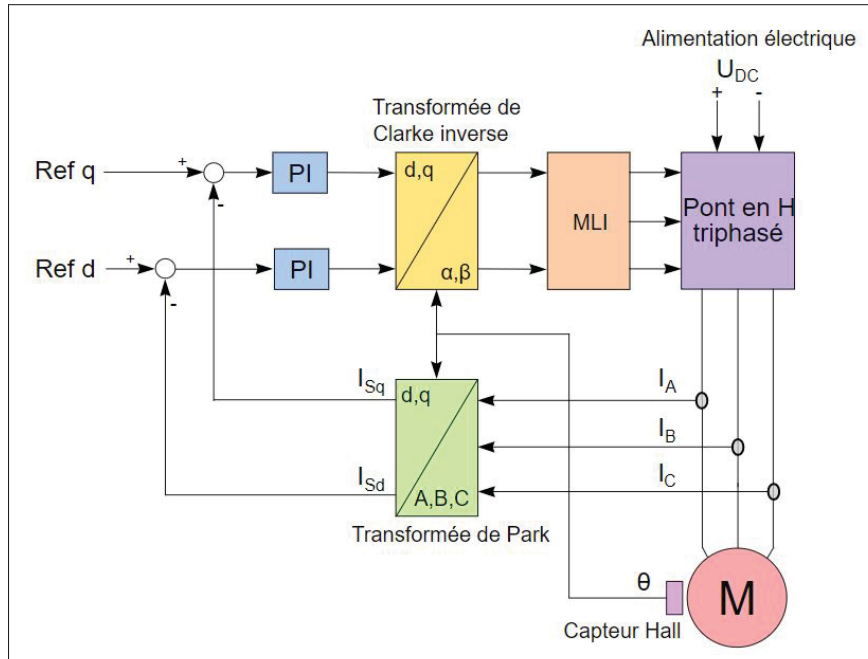


Figure 1.18 Représentation de la commande vectorielle

Avec la CFO indirecte, Errouha *et al.* (2019) cherchent à minimiser les pertes du système en calculant le flux optimal pour la charge, soit le débit demandé. En présentant leur méthode de calcul, ils énoncent que lorsque le flux devient important, les pertes fer⁵ augmentent et la machine sature. En opérant au flux optimal et non maximal, les résultats montrent une augmentation, de respectivement, 12, 2, 5 et 5 % sous des irradiances de 375 W/m^2 , 750 W/m^2 et un profil d'une journée type.

⁵ Pertes dues aux courants de Foucault et aux hystérésis dans le circuit magnétique.

1.2.2.3 Commande Prédictive

Le principe de la commande prédictive ou commande de compensation, est d'anticiper le comportement futur du système en utilisant le modèle dynamique du processus. À chaque période de temps, définie par l'utilisateur, la commande effectue 4 étapes itératives :

- Grâce au modèle dynamique implanté dans le contrôleur, le système calcule les prédictions des variables de contrôle jusqu'à l'instant t futur, appelé 'horizon de temps' N ;
- Le comportement à adopter est ensuite déterminé sous la forme d'une trajectoire à suivre, qui correspond aux variables de contrôle ;
- Les prévisions de la future loi de commande à appliquer sont effectuées jusqu'à un horizon temporel ν ;
- Finalement, le système applique le premier élément de la loi de commande calculé à l'étape précédente.

Tout le principe de cette commande non linéaire réside dans le modèle dynamique du moteur, mais surtout dans la loi de contrôle, qui est difficile à définir (Massaq *et al.*, 2020). Elle force le système à suivre une certaine trajectoire de comportement. La modélisation de ce type de contrôleur reste purement mathématique et son utilisation dans le cas des SPESPV reste aujourd'hui faible. Les résultats de Massaq *et al.* (2020) démontrent tout de même les nombreux avantages de cette commande :

- Bonne rapidité et faibles ondulations de réponse sur la vitesse et le couple ;
- Évite les variations excessives, ce qui permet une meilleure utilisation des actionneurs (moteurs) et rallonge donc leur durée de vie ;
- Anticipation du système, surtout lors des perturbations mesurables ;
- Présente généralement un gain financier intéressant.

De plus, dans son étude, Massaq *et al.* (2020) présentent une régulation par mode de glissement appliquée sur le contrôleur MPPT, mais qui peut très bien correspondre au contrôle du moteur.

Elle consiste à ramener la trajectoire d'état du système, définie par des fonctions mathématiques non linéaires, puis de faire converger cette surface vers le point d'équilibre désiré. Robuste, rapide et simple à implémenter, elle n'est pas sensible à la variation de paramètre comme l'est la commande vectorielle. Néanmoins, elle souffre d'une fréquence de commutation variable et du phénomène de réticence (discontinuité de la commande qui endommage les actionneurs à haute fréquence). Ce défaut est pallié par la modulation à largeur d'impulsion de l'onduleur dans le cadre des moteurs alternatifs.

1.3 Stratégies d'approches et Optimisation

La modélisation et les différents choix techniques pour le SPESPV sont vastes. Il existe deux grandes catégories d'approches de modélisation (Olcan, 2015) :

- Méthode intuitive : cette approche définit un nombre de variables importantes, mais néglige souvent les interactions entre les différents composants ;
- Méthode numérique : plus précise, cette démarche utilise un plus petit nombre de variables, mais permet d'établir la connexion entre les sous-systèmes et de prédire les effets internes. En contre-partie, elle demande plus de données et parfois de longues compilations.

L'objectif principal de ces deux méthodes est de réaliser un système le plus fiable possible. Il est nécessaire que le système fonctionne et puisse fournir de l'eau sans problème. Cependant, le système s'adresse à des utilisateurs avec des moyens réduits, et il est donc impératif de proposer une solution la moins onéreuse possible. Plusieurs objectifs sont donc envisageables pour optimiser un SPESPV. Olcan (2015) présente différents critères de choix : le coût, la fiabilité, les pertes d'énergie, l'excès d'électricité, la satisfaction de la demande, et même les émissions de CO₂. Ces approches, ou stratégies, reposent généralement sur un ou plusieurs des quatre critères suivants :

- CCV : Coût du Cycle de Vie (LCC en anglais) ;
- PME : Probabilité de Manque d'Eau ;
- PPAE : Probabilité de Perte d'Alimentation Électrique (LPSP en anglais).

Les sous-sections suivantes présentent les différents critères d'optimisation.

1.3.1 Coût du Cycle de Vie

Le coût du cycle de vie, défini par Olcan (2015) et aussi Bakelli *et al.* (2011), est la somme des coûts d'investissement (capital), de maintenance, de remplacement, ainsi qu'un coût additionnel représentant la main d'œuvre, le transport et également une sécurité sur le coût total :

$$LCC = C_{capital} + C_{maintenance} + C_{remplacement} + C_0 \quad (1.23)$$

Le coût du capital est fixe en fonction des différents appareils choisis et de leurs tailles, tandis que les coûts de maintenance, de remplacement et additionnels sont souvent estimés en fonction du capital, de l'inflation, du taux d'intérêt ou d'autres paramètres économiques. À noter que, l'opération annuelle en continu du moteur implique beaucoup de contrainte sur certains composants et requiert des changements de pièce réguliers en fonction de la technologie utilisée. Donc, même si la batterie possède la durée de vie la moins longue, elle n'est pas toujours présente dans le système et, est moins chère que la motopompe, ce qui signifie que le coût de remplacement dépend tout de même fortement des coûts de la motopompe. Kolhe, Kolhe & Joshi (2002) présentent également une formulation du CCV intéressante en y intégrant un coût de remplacement de batterie. Il définit alors la durée de la batterie en fonction du nombre de cycles, mais également de la profondeur de décharge. Une approche utile qui pourrait peut-être s'appliquer sur d'autres composants.

Il est souvent considéré que la configuration avec le plus faible CCV est la plus optimale, mais d'autres critères sont importants (robustesse, PME, performances techniques, etc.). La pondération et le choix des fonctions d'optimisations seront évalués plus tard, selon les contraintes du projet.

1.3.2 Probabilité de Manque d'Eau

La ressource solaire n'est pas constante sur une année et répondre à la demande d'eau sur 365 jours peut s'avérer difficile. Satisfaire la demande sur l'année complète signifie de s'accorder sur les pires jours d'ensoleillement et donc, d'un autre point de vue, de surdimensionner pour la majorité des jours restants. Le principe de la Probabilité de Manque d'Eau (PME) est d'estimer le nombre de jours, ou d'heure, dans l'année, où la demande d'eau sera supérieure à la capacité du système, qui ne pourra donc pas satisfaire la demande complète. Elle est plus simpliste et met uniquement en avant si, oui, ou non, l'eau est suffisamment disponible. Selon Camilo & Martinez (2017), la PME est exprimée sur une base horaire :

$$PME(\%) = \frac{\sum_{i=1}^n [RES_i = 0]}{n}^{11} \quad (1.24)$$

La variable RES représente la quantité d'eau dans le réservoir et n le nombre d'heures de la période de temps en question (souvent une année). L'intérêt de définir une PME, c'est pouvoir réduire la taille de l'installation et réduire les coûts de manière intéressante.

Sous un autre angle, Olcan (2015) définit la PME (qu'il appelle probabilité de perte de charge, PPC ou LLP en anglais) comme étant le ratio entre le déficit d'eau et la demande d'eau :

$$PPC = \frac{\int_t Deficit d'eau}{\int_t Demanded'eau} \quad (1.25)$$

Le travail de Hamidat & Benyoucef (2009) propose une expression différente et définit deux variables qui vont permettre un dimensionnement idéal pour une certaine PME :

- PME ou PPC : ratio entre la somme des volumes manquants (Q_{lac}) chaque jour et le volume d'eau consommé

$$\frac{\sum_j Q_{lac}(j)}{N_j * D_{av}} \quad (1.26)$$

- Capacité de la surface PV : ratio entre le volume pompé (Q_v) et la consommation journalière (D_{av})

$$C_A = \frac{Q_v}{D_{av}} \quad (1.27)$$

- Capacité de stockage : ratio entre la capacité utilisée du réservoir (C_{UT}) et la consommation journalière (D_{av})

$$C_S = \frac{C_{UT}}{D_{av}} \quad (1.28)$$

En calculant cette paire de variables, il est alors possible de déterminer le nombre de panneaux et la taille du réservoir nécessaires pour une certaine PME. Généralement, il existe soit une taille de réservoir, soit une surface PV minimale. L'augmentation de la PME de 1% à 10% implique une diminution de puissance de 219W à 160W, soit 26% de la puissance totale (Hamidat & Benyoucef, 2009). La réduction des coûts est alors très intéressante, mais il est nécessaire de sensibiliser la population locale afin qu'elle puisse connaître les enjeux du système pour s'adapter.

1.3.3 Probabilité de Perte d'Alimentation Électrique

Comme la PME, la Probabilité de Perte d'Alimentation Électrique (PPAE) est un concept permettant d'évaluer la fiabilité, et/ou la résilience du système. Elle correspond à une fonction objective qui détermine la capacité de surface photovoltaïque ou du réservoir, en s'appuyant sur le CCV et un pourcentage où il sera impossible de fournir de l'eau par manque de puissance électrique. La nuance entre PME et PPAE est que la première technique s'appuie sur le volume d'eau en sortie de pompe alors que la seconde estime l'énergie électrique nécessaire pour obtenir un certain débit. La méthode se base sur l'état de charge du réservoir, si celui-ci est vide, la perte d'alimentation électrique (PAE, LPS en anglais), soit un manque de puissance en entrée du moteur, peut-être défini de la manière suivante (Bakelli *et al.*, 2011) :

$$PAE(t) = E_h(t) - \frac{E_{PV}(t) + SOC(t-1)}{\eta_{conv}} \quad (1.29)$$

La PPAE (LPSP en anglais) est alors déterminée, pour une période considérée, par le rapport de toutes les valeurs de perte d'alimentation électrique (PAE) pour cette période sur la somme de la demande en énergie hydraulique nécessaire.

$$PPAE = \frac{\sum_t^T LPS(t)}{\sum_t^T E_h(t)} \quad (1.30)$$

Bakelli *et al.* (2011) proposent différents graphiques reliant le nombre de panneaux PV, le nombre de jours de stockage (qui représente de la taille du réservoir) le CCV ou encore la HMT pour une PPAE fixe. Il en ressort plusieurs résultats intéressants :

- Pour un stockage d'une seule journée seulement, plus la PPAE est faible, plus le nombre de panneaux PV doit être conséquent, augmentant grandement pour atteindre une PPAE à 0 %. Par exemple, pour une HMT de 26 m, 9 panneaux sont nécessaires si le PPAE est de 5 %, mais 14 sont indispensables pour assurer une puissance suffisante toute l'année. Cela implique que 5 panneaux fourniront potentiellement de la puissance inutile durant 95 % de l'année ;
- Avec une PPAE de 5 %, et 10 panneaux PV, le CCV augmente linéairement jusqu'à doubler entre 1 jour et 5 jours. Ceci montre la différence entre PME, qui désigne le fait que l'eau ne sera pas disponible et le PPAE qui lui correspond à un manque d'énergie pour entraîner la motopompe, mais pas nécessairement à un manque d'eau si le réservoir a été préalablement rempli.

1.4 Synthèse et problématique

La revue de littérature a relevé que les SPESPV autonomes peuvent être composés de minimum deux éléments (panneau PV et motopompe) jusqu'à un maximum de six éléments (Panneaux, convertisseur CC-CC, convertisseur CC-CA, motopompe, réservoir, batterie). Afin de mieux visualiser les interactions et les composants, la figure 1.19 propose une synthèse de l'ensemble du système.

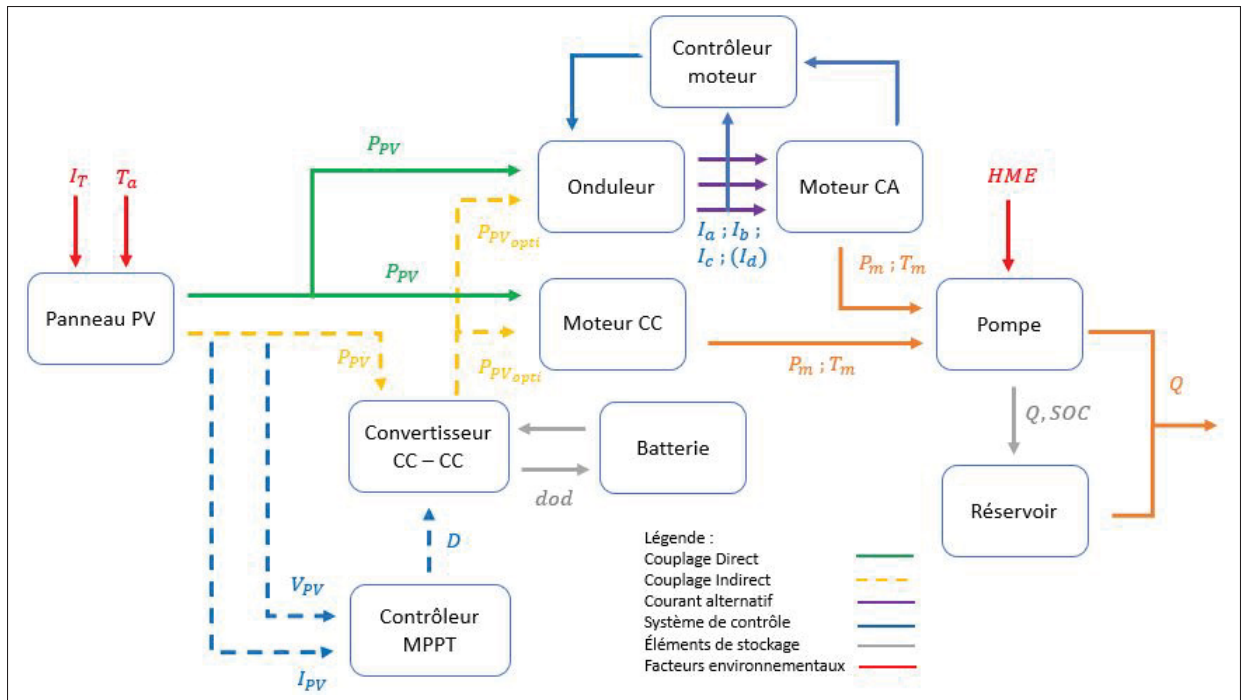


Figure 1.19 Diagramme de synthèse du SPESPV

D'un point de vue électronique et commandabilité, il est possible de distinguer quatre configurations :

- Couplage direct avec moteur alimenté par un courant continu ;
- Couplage direct avec moteur alimenté par un courant alternatif ;
- Couplage indirect avec moteur alimenté par un courant continu ;
- Couplage indirect avec moteur alimenté par un courant alternatif.

Le contrôle du système s'effectue grâce aux éléments de commutation présents dans le convertisseur CC-CC et l'onduleur, sans lesquels il est impossible de forcer la dynamique ou le comportement souhaité. L'intérêt de piloter le système est de pouvoir faire fonctionner la surface PV au PPM et d'adapter le couple ou la vitesse de rotation du moteur pour atteindre le point de fonctionnement nominal de la motopompe (intéressant pour éviter l'endommagement du matériel).

Parmi les éléments du SPESPV il existe plusieurs familles avec des caractéristiques différentes. Certains choix sont donc à faire concernant, par exemple, le type de moteur ou de pompes à utiliser, les stratégies de contrôle à adopter ou encore le système de stockage à privilégier. Le tableau 1.1 présente l'ensemble des choix de composants possibles avec également les techniques d'optimisation présentées.

Tableau 1.1 Synthèse des différents choix du SPESPV

Convertisseur CC-CC		Moteur		Pompe	Stockage	Optimisation
Type	Contrôle	Type	Contrôle ⁶			
Boost	P&O	MCC	Scalaire	Centrifuge	Réservoir	CCV
Buck-Boost	ConInc	MSB	Vectorielle	Volumétrique	Batterie	PME
Cuk	LF	MRV	Prédictive		(Aucun)	PPAE
SEPIC	TCOF	MSAP				
(Aucun)	CCCF	MA				
	CCO					

La recherche actuelle à travers les SPESPV est pluridisciplinaire avec des études mécaniques sur les motopompes, ou électronique sur les meilleures topologies de convertisseurs, ou bien encore informatique avec le développement d'algorithmes MPPT toujours plus performants. Certains excellents travaux qui portent sur les convertisseurs multi-niveaux ou les filtres électroniques, permettent un réel avancement dans l'optimisation idéale des performances de la commande du système. Cependant, ils sont parfois appliqués à des cas de simulation, parfois à des montages expérimentaux, mais souvent il est difficile de les généraliser à d'autres contextes. Par conséquent, il serait intéressant de travailler sur la globalité du système, de son dimensionnement jusqu'à sa mise en route. L'intérêt ici n'est donc pas de révolutionner la commande du système avec la découverte de nouvelles technologies, mais de proposer une démarche permettant d'étudier le

⁶ Lorsque le moteur est alimenté par un courant continu, il est possible d'utiliser un convertisseur pour fixer sa tension d'entrée ou faire varier cette tension d'entrée en fonction de la puissance solaire disponible.

contrôle et le dimensionnement d'un SPESPV. Les travaux présentés ici devront répondre aux objectifs suivants en respectant la contrainte d'un pompage surfacique :

- Modéliser et simuler un SPESPV modulable selon plusieurs configurations possibles (couplage direct et indirect, courant continu et alternatif) ;
- Comparer différents choix possibles du SPESPV, que ce soit la stratégie de contrôle, la topologie du convertisseur ou bien la type de moteur ;
- Dimensionner et analyser les performances d'un SPESPV ;
- Proposer une installation d'un prototype pour expérimenter une SPESPV dans des conditions réelles.

CHAPITRE 2

MÉTHODOLOGIE

Ce chapitre développe et explique la démarche et les différents outils utilisés pour atteindre les objectifs identifiés précédemment. Les travaux sont divisés en deux étapes. La première regroupe la modélisation paramétrable et modulable du système pour simuler, sur le court terme, les différentes configurations et stratégies de contrôle possibles. Une deuxième section traite de la méthodologie de dimensionnement du système et explique les différentes variantes d'études sur les prévisions annuelles, afin d'évaluer les performances générales sur le long terme.

2.1 Matlab/Simulink : Modélisation et contrôle du système

Même si bien souvent le dimensionnement est une étape préliminaire, l'objectif de cette recherche est d'étudier préalablement les différents couplages du système, ainsi que son comportement pour pouvoir orienter les choix lors de la conception d'un projet de pompage solaire. La modélisation dynamique est réalisée grâce au logiciel *Simulink*. Il permet l'implémentation du contrôle du système et donne accès à un environnement graphique intéressant, mais également à un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation. *Simulink* est intégré à *MATLAB* qui, lui, fournit un accès immédiat à de nombreux outils de développement algorithmique. Cette première section de la méthodologie traite les activités centrées sur le développement et la simulation des différentes commandes et stratégies de contrôle, ainsi que la démarche de conception et les théories nécessaires.

2.1.1 Démarche modélisation du système : un outil paramétrable

Simulink propose de nombreuses fonctionnalités pour la paramétrisation de la simulation (curseur pour modification d'une variable, compilation multiple pour exécuter des simulations en parallèles, etc.) ou la gestion du projet (gérer des composants de modèle partagés, interagir avec le contrôle de source, etc). Ici, l'objectif est de présenter la manière générale de conception du système, et de ne pas trop s'attarder à la personnalisation d'outils annexes.

2.1.1.1 La méthode de conception

Le cœur du projet se constitue d'un fichier *Matlab* (.*mfile*) et d'un fichier *Simulink* (.*slx*). Le premier permet d'écrire un script qui réunit l'ensemble des paramètres et variables afin de modifier par exemple la puissance du moteur. Un composant fait cependant exception, le(s) panneau(x) PV dont les paramètres doivent être modifiés directement dans le fichier *slx* (dû à un problème d'accès à l'espace de travail du bloc utilisé). Le fichier (.*slx*) correspond à la modélisation du système et représente la majeure partie du travail. Le modèle se compose de 9 éléments : ressource solaire, panneau PV, convertisseur CC-CC, onduleur, moteur, pompe, circuit hydraulique, contrôleur MPPT, contrôleur motopompe, batterie. Chacun d'eux est représenté par un sous-système variant qui contient un ou plusieurs choix. Chaque choix correspond à un modèle technologique du composant du SPESPV en question. Par exemple, le convertisseur CC-CC est un sous-système variant qui contient plusieurs systèmes correspondant aux différentes topologies présentées lors de la revue de littérature (Boost, Buck-Boost, Cuk, SEPIC ou pas de convertisseur). L'intérêt est de proposer avec un fichier unique, la possibilité de simuler toutes les configurations possibles, et de laisser le choix à l'utilisateur de retenir, soit un système avec ou sans batterie, une stratégie de contrôle ou non, soit un moteur CC ou CA par exemple. Pour tous les sous-systèmes variants, des *masques*⁷ proposent les différents choix possibles et sont une interface pour l'utilisateur.

2.1.1.2 La librairie Simscape

Au-delà de la bibliothèque *Simulink* de base, la librairie *Simscape* est exploitée afin de modéliser le SPESPV et les différentes structures qu'il est possible de sélectionner à travers les sous-systèmes variant. Elle permet de construire des modèles de composants physiques (moteurs électriques, ponts redresseurs, actionneurs hydrauliques, etc) basés sur des connexions physiques qui s'intègrent directement aux schémas-blocs et autres paradigmes de modélisation. Elle aide également à développer des systèmes de commande et à tester les performances au niveau du

⁷ Encapsule le schéma du bloc pour qu'il dispose de sa propre boîte de dialogue de paramètre.

système. *Simsacpe* contient notamment *Simsacpe Electrical*⁸ qui fournit des bibliothèques de composants pour la modélisation et la simulation de systèmes électroniques, mécatroniques et d'alimentation électrique, ce qui est idéal pour la modélisation d'un SPESPV.

2.1.2 Modèles de conception

Bien que *Simsacpe* soit un bon outil, il est inutilisable sans la connaissance de la théorie et des équations dynamiques qui modélisent le système. Les parties suivantes présentent alors la conception des composants du SPESPV dans l'environnement de *Simulink*, ainsi que les modèles utilisés.

2.1.2.1 Ressource solaire et panneau photovoltaïque

Le panneau est modélisé à l'aide du bloc *PV Array*, fondé sur le modèle une diode à cinq paramètres qui a été rapidement présenté lors de la revue de littérature. L'expression principale décrivant ce modèle général, pour un ensemble de données en conditions standards de test (CST : 1000 W/m², 25 °C, AM = 1.5) s'écrit comme suit :

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V + IR_s}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (2.1)$$

L'équation regroupe 2 inconnues (I ; V), 5 paramètres à déterminer (I_L ; I_0 ; a ; R_s ; R_{sh}) et quelques constantes physiques. Pour quantifier ces paramètres, les manufacturiers donnent alors des informations essentielles dans les spécifications du panneau :

- I_{sc} : Courant de court-circuit
- V_{oc} : Tension en circuit ouvert
- I_{mp} : Courant maximale
- V_{mp} : Tension maximale
- μ_I : Coefficient de température selon le courant

⁸ *Simsacpe Electrical* a d'ailleurs été développé en collaboration avec Hydro-Québec de Montréal.

- μ_V : Coefficient de température selon la tension
- $I_{T_{ref}}$: Irradiation dans les conditions standards de test
- T_{ref} : Température dans les conditions standards de test
- N_{cell} : Nombre de cellules en séries
- E_g : Énergie de "gap" ⁹ du semi-conducteur du panneau

Afin de calculer les 5 paramètres et résoudre l'équation, la méthode est d'établir un système de cinq équations à cinq inconnues. Pour ce faire, l'expression du modèle "une diode" est interprété de cinq façons manière différente :

- La puissance est maximale lorsque la dérivée par rapport à la tension est nulle ;
- Lorsque la tension est nulle, le courant est égal au courant de court-circuit ;
- Lorsque le courant est nul, la tension est égale à la tension en circuit ouvert
- La puissance est maximale au point $(I_{mp}; V_{mp})$
- Reprise du troisième point avec une température différente

Cela amène respectivement au système d'équation suivant :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{mp} \left[1 + \frac{I_0 R_s}{a} * \exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a} \right) + \frac{R_s}{R_{sh}} \right] = V_{mp} \left[\frac{I_0}{a} \exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a} \right) + \frac{1}{R_{sh}} \right] \\ I_{sc} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{I_{sc} R_s}{a} \right) - 1 \right] - \frac{I_{sc} R_s}{R_{sh}} \\ 0 = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{oc}}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \\ I_{mp} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + I_{mp} R_s}{R_{sh}} \\ 0 = I_{ph2} - I_{02} \left[\exp \left(\frac{V_{oc2}}{a2} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc2}}{R_{sh}} \end{array} \right. \quad (2.2)$$

⁹ Énergie minimum nécessaire à l'électron pour passer de la bande de valence à la bande de conduction.

Ce système d'équation est non linéaire et complexe. Pour assurer une bonne convergence vers la solution, il est possible de définir un jeu de paramètres initiaux comme celui ci-dessous :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{ph_i} = I_{sc} \\ I_{0_i} = I_{ph_i} \\ a_i = \frac{1.5 * k * T_{ref} * N_{cell}}{q} \\ R_{sh_i} = 100\Omega \\ R_{s_i} = \frac{a_i * \log \left[\frac{I_{ph_i} - I_{mp}}{I_{0_i+1}} \right] - V_{mp}}{I_{mp}} \end{array} \right. \quad (2.3)$$

La cinquième équation du système 2.2 est similaire à la troisième, mais elle prend en considération l'effet de la température. Les valeurs V_{oc2} , I_{ph2} , I_{02} et $a2$ sont calculées en fonction de la température de référence et d'une température différente, grâce aux équations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{oc2} = \mu_V (T - T_{ref}) + V_{oc} \\ I_{ph2} = \mu_I (T - T_{ref}) + I_{ph} \\ I_{02} = I_0 \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{E_g}{kT_{ref}} \left(1 - (1 - C_{sil} (T - T_{ref})) \frac{T_{ref}}{T} \right) \right] \\ a2 = \frac{T * a}{T_{ref}} \end{array} \right. \quad (2.4)$$

Une fois résolue, les cinq paramètres du panneau sont connues dans les conditions standards de test. Les paramètres sont amenés à évoluer en fonction de la radiation incidente, I_T , et de la température T , qui influencent fortement le comportement du panneau. Les paramètres sont

étendus à des conditions environnementales variables :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_L(I_T, T) = \frac{I_T}{I_{T_{ref}}} (I_{ph} + \mu_I (T - T_{ref})) \\ I_0(T) = I_0 \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 \exp \left[\frac{E_g}{kT_{ref}} \left(1 - (1 - C_{sil} (T - T_{ref})) \frac{T_{ref}}{T} \right) \right] \\ a(T) = \frac{T * a}{T_{ref}} \\ R_{sh}(I_T) = \frac{I_{T_{ref}} R_{sh}}{I_T} \\ R_s = \text{constante} \end{array} \right. \quad (2.5)$$

Le modèle à une diode suppose notamment que le photocourant est parfaitement proportionnel à l'éclairement énergétique. Il existe également une petite dépendance à la température : une augmentation linéaire positive selon le paramètre μ_I , de l'ordre d'environ +0,05 %/°C. La caractéristique I-V, c'est-à-dire tout point $I = f(V)$ ou $V = f(I)$, est connue pour différents environnements :

$$\left\{ \begin{array}{l} I_{PV} = I_{ph} - I_0 \left[\exp \left(\frac{V_{PV} + I_{PV} R_s}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V_{PV} + I_{PV} R_s}{R_{sh}} \\ P_{PV} = I_{PV} * V_{PV} \end{array} \right. \quad (2.6)$$

Bien qu'il soit possible de définir sa propre surface PV à l'aide des spécifications données par les manufacturiers (N_{cell} ; I_{mp} ; V_{mp} ; I_{sc} ; V_{oc} ; μ_I ; μ_V), *Simulink* propose une sélection parmi une variété de modules PV prédéfinis. Dans les deux options, il faut également définir le nombre de modules connectés en parallèle et en série. Les sorties sont les bornes électriques positives et négatives tandis qu'en entrée, le panneau requiert une irradiation et une température. Les performances sont simulées sous différentes conditions environnementales. Plusieurs choix seront alors possibles pour modéliser la ressource solaire :

- Constante ;
- Signal spécifique (ce qui sera utilisé dans les simulations) ;
- Données mesurées de Montréal (il est possible de charger n'importe quelles données expérimentales en important un fichier Excel dans *Matlab*) ;

- Données générées (fonction réalisée sur la théorie présentée en annexe IX, section 1).

2.1.2.2 Chaîne de puissance

La chaîne de puissance se compose de deux éléments qui sont le convertisseur MPPT pour l'optimisation des performances du panneau, et le convertisseur pour contrôler la tension du moteur CC ou CA.

- **Convertisseur MPPT :**

En s'appuyant sur les représentations électriques de la figure 1.11, la conception du convertisseur CC-CC MPPT s'effectue par l'assemblage de composants simples, tels que l'inductance, le condensateur, la diode et le transistor. De sorte à dimensionner correctement les composants, il est nécessaire de connaître les valeurs maximales des tensions et courants d'entrées et de sorties, puisqu'elles représentent les conditions de fonctionnement les plus sévères.

Lorsque l'interrupteur est fermé, le condensateur fournit seul l'énergie à la charge (Q). En considérant une différence crête à crête de tension ΔV , il est possible d'en déduire la capacité du condensateur. L'inductance est plus délicate à déterminer. Une valeur trop faible entraîne une saturation de la bobine qui se comporterait alors comme une résistance, tandis qu'une valeur trop forte provoquerait d'importantes pertes par effet Joule. Pour le cas du convertisseur buck-boost, la démarche théorique complète permettant de déterminer les valeurs d'inductance et de capacité, en fonction des ondulations de courant et tension, est présentée en annexe IX, section 2 ¹⁰. Un raisonnement analogue peut être appliqué pour les autres topologies.

La valeur pratique des éléments passifs doit être au moins 25 % plus élevée que la valeur théorique. En admettant une ondulation de courant et de tension de respectivement 40 et

¹⁰ Des éléments d'explication sur le fonctionnement du convertisseur sont également présentés pour une meilleure compréhension.

2 %, et en considérant que la résistance est égale au carré de la tension de sortie (celle du moteur) divisé par la puissance de sortie ($R = V_{out}^2 / P_{out}$), il est possible de déterminer les valeurs des composants à l'aide du tableau suivant :

Tableau 2.1 Valeurs des inductances et capacités des différents convertisseurs CC-CC

Topologie	Rapport $\frac{V_{out}}{V_{in}}$	Inductance L	Capacité C	Inductance L_2	Capacité C_2
Boost	$\frac{1}{1-D}$	$\frac{V_{in}D}{\Delta I_{in} f_{sw}}$	$\frac{\Delta I_{in}}{\Delta V_{out} f_{sw}}$	-	-
BuckBoost	$\frac{D}{1-D}$	$\frac{(1-D)^2 R}{2 f_{sw}}$	$\frac{D}{R \frac{\Delta V_{out}}{V_{out}} f_{sw}}$	-	-
Cuk	$-\frac{D}{1-D}$	$\frac{V_{in}D}{\Delta I_{in} f_{sw}}$	$\frac{V_{in}D^2}{(1-D)R f_{sw} \Delta V_{in}}$	$\frac{V_{in}D}{\Delta I_{out} f_{sw}}$	$\frac{\Delta I_{out}}{8 \Delta V_{out} f_{sw}}$
Sepic	$\frac{D}{1-D}$	$\frac{V_{in}D}{\Delta I_{in} f_{sw}}$	$\frac{I_{out}D}{\Delta V_{in} f_{sw}}$	L_{1Sepic}	$\frac{2I_{out}D}{\Delta V_{out} f_{sw}}$

La fréquence de hachage (temps entre deux commutations) joue un rôle important dans le dimensionnement des composants du convertisseur. Cette fréquence détermine directement la période de cycle (temps unitaire d'une ouverture et d'une fermeture de l'interrupteur). Plus elle est élevée, plus les composants sont réactifs, et inversement. Cependant, la réactivité influe directement sur la contrainte qui est appliquée sur les composants.

- **Convertisseur CC-CC :**

Le second convertisseur permet le contrôle de la tension à l'entrée du moteur. Dans le cas du moteur CC, un hacheur 4 quadrant est utilisé (bloc *Full-Bridge*). Illustré à la figure 2.1, il est basé sur une structure en pont portant les interrupteurs K1(D1, H1), K2(D1, H1), K3 (D1, H1) et K4(D1, H1). Chaque interrupteur (K) est constitué d'un interrupteur (H) commandé unidirectionnel et d'une diode (D).

Ici, l'objectif n'est pas d'étudier tous les hacheurs possibles pour le contrôle en tension d'un moteur CC, mais de mettre en place une structure fiable pour simuler les différentes

combinaisons de contrôle possible.

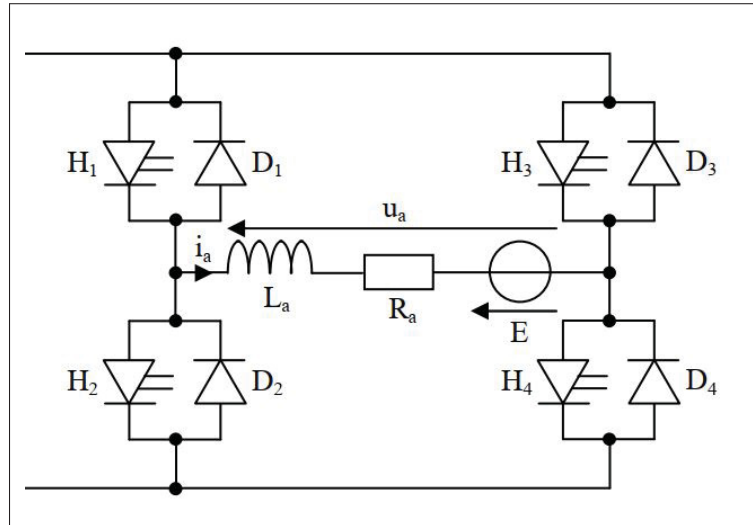


Figure 2.1 Représentation d'un hacheur 4 quadrants

- **Convertisseur CC-CA :**

Pour le cas du moteur CA, la conversion du CC en CA est réalisée de manière simple avec le bloc *Two-Level Converter* qui correspond à un convertisseur de puissance triphasé. Il se compose de six commutateurs de puissance connectés dans une configuration en pont, comme le montre la figure 1.12 présentée lors du premier chapitre, et est décrit par l'équation suivante (S_a , S_b et S_c étant les signaux d'entrée égaux à 0 ou 1) :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{V_{out}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_a \\ S_b \\ S_c \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

2.1.2.3 Moteur

La motopompe est l'élément le plus compliqué à modéliser, puisque comme expliqué précédemment, elle dépend de paramètres qui ne sont pas des spécifications. C'est pourquoi, bien souvent, les fabricants mettent à disposition des courbes de comportement réel de test. Pour la conception sur *Simulink*, la motopompe est divisée en un moteur et une pompe. Une fois encore, la librairie *Simscape Electrical* offre des blocs complets de modélisation de moteur : *DC Machine* et *Asynchronous Machine*. La dynamique générale et les équations que représentent ces deux composants sont présentées ci-dessous.

- **Moteur CC**

Cette machine est constituée de deux enroulements (un induit et un inducteur) qui sont alimentés séparément par deux sources distinctes. L'inducteur comporte une résistance et une inductance, tandis que l'induit est constitué d'une résistance, d'une inductance et d'une force contre électromotrice. La figure 2.2 représente le schéma électrique du MCC.

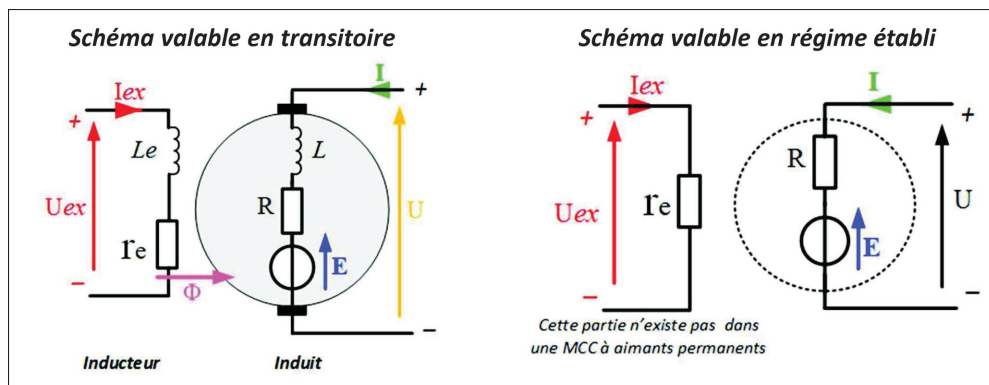


Figure 2.2 Schéma équivalent d'un MCC

L'étude des régimes transitoires fait intervenir, en plus des grandeurs électriques, des grandeurs mécaniques. Lorsque la vitesse angulaire est constante, le couple résistant appliqué (y compris celui des frottements) à l'arbre est équilibré par le couple moteur. Les équations

électriques et mécanique sont décrites par les relations suivantes.

- Équations électriques (induit et inducteur) :

$$\begin{cases} V_a = i_a R_a + e_{em} + L_a \frac{di_a}{dt} \\ V_e = R_e i_e \end{cases} \quad (2.8)$$

- Équation mécanique

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_e - T_L - B_m \omega - T_f \quad (2.9)$$

Le terme T_L correspond à un couple résistant, indépendant de la vitesse, il devient prépondérant avec les appareils de levage, de manutention, ou dans le cas de frottements secs. Le coefficient B_m traduit l'influence des frottements visqueux. Enfin, T_f est le couple de friction de Coulomb, facteur notable dans le cas des pompes centrifuges ;

- Équations de couplage électromécanique

$$\begin{cases} e_{em} = K_{em} \omega \\ T_e = K_c i_a \end{cases} \rightarrow \begin{cases} K_{em} = \frac{V_a - R_a i_a}{\omega} \\ T_e = K_c \frac{(V_a - K_{em} \omega)}{R_a} = \frac{K_c V_a - K_c K_{em} \omega}{R_a} \end{cases} \quad (2.10)$$

Le terme $L_a \frac{di_a}{dt}$ représente la partie transitoire, soit l'inertie de la charge mécanique. En régime stationnaire, il devient nul. La tension E_{em} symbolise la force électromotrice induite par le bobinage, elle est proportionnelle à la vitesse de rotation de l'arbre. Lors du démarrage de la machine, la vitesse est nulle, la force électromotrice l'est également et le courant d'induit est alors à son maximum, ce qui représente un risque de destruction. Il est nécessaire d'appliquer une tension d'alimentation progressive pour éviter d'endommager la machine. Le couple de démarrage est donné par l'équation 2.10 avec une vitesse nulle, soit :

$$T_{e0} = \frac{K_c V_a}{R_a} \quad (2.11)$$

- **Moteur CA**

La machine asynchrone est alimentée par un courant alternatif triphasé. Le moteur est entraîné par le principe des champs magnétiques tournant produit par des tensions alternatives. Chaque phase est représentée par un bobinage statorique, disposé à 120° les uns des autres, et par un bobinage rotorique également déphasé de 120° . La figure 2.3 illustre la représentation du MA.

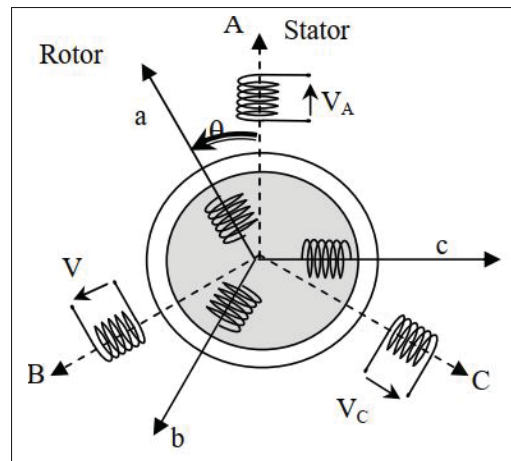


Figure 2.3 Schéma représentatif d'une machine asynchrone dans le plan triphasé

L'angle θ est défini comme l'angle électrique entre l'axe de l'enroulement statorique A et l'axe de l'enroulement rotorique a. Une fois la machine alimentée, trois champs magnétiques indépendants sont créés. Ces champs magnétiques sont déphasés dans le temps par la nature même du courant triphasé. La vitesse du champ magnétique est toujours supérieure à celle du rotor, les deux vitesses ne peuvent donc pas être synchrones, d'où le nom de moteur asynchrone. Toutes les quantités du stator et du rotor sont définies dans le cadre de référence arbitraire à deux axes (cadre dq), obtenu à partir du modèle triphasé transformée par un outil mathématique. Certaines hypothèses sont définies dans le but de simplifier la modélisation :

- Les circuits magnétiques sont symétriques ;

- La répartition de l'induction dans l'entrefer est sinusoïdale ;
- Les phénomènes de saturation sont négligés, ce qui signifie que le flux magnétique est une fonction linéaire des courants ;
- L'influence et l'effet de peau est l'échauffement ne sont pas pris en compte.

Les enroulements du stator et du rotor sont connectés en étoile à un point neutre interne. Le modèle dynamique triphasé du MA est complexe et long, il est détaillé en annexe IX, section 3. L'essentiel est que la partie électrique de la machine est représentée par un modèle d'espace d'état ¹¹ du quatrième ordre, et la partie mécanique par un système du deuxième ordre :

- Équations électriques :

$$\begin{cases} V_{qs} = R_{st}i_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega\phi_{ds} \\ V_{ds} = R_{st}i_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega\phi_{qs} \\ V_{qr} = R_r i_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + (\omega - \omega_r)\phi_{dr} \\ V_{dr} = R_r i_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - (\omega - \omega_r)\phi_{qr} \\ T_e = 1.5p(\phi_{ds}i_{qs} - \phi_{qs}i_{ds}) \end{cases} \quad (2.12)$$

- Équations mécaniques

$$\begin{cases} \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J}(T_e - T_m - B_m\omega) \\ \frac{d\theta_m}{dt} = \omega \end{cases} \quad (2.13)$$

¹¹ Modèle dynamique qui utilise des variables d'états (grandeurs physiques) qui permet de déterminer l'état du système à n'importe quel instant futur si l'état à l'instant initial et le comportement des variables est connu.

2.1.2.4 Pompe et circuit hydraulique

La sortie du modèle du moteur est la vitesse angulaire de ce dernier. Elle permet de faire la transition vers la partie hydraulique. Comme le couple résistant d'une PoC est proportionnel au carré de sa vitesse, il est possible de le déterminer à l'aide de la formule suivante et de le réintégrer directement comme étant une entrée du modèle du moteur (système en boucle fermée) :

$$T_L = K_t * \omega^2 = \frac{P_{H_{nom}}}{\omega_{nom}^3} * \omega^2 \quad (2.14)$$

À noter que le couple résistant de la pompe qui est imposé au moteur, est déterminé grâce à un coefficient de proportionnalité K_t .

La pompe et le circuit hydraulique sont ensuite modélisés à l'aide de la bibliothèque *Simscape Fluids*. La PoC (*Centrifugal Pump*) est constituée d'un orifice mécanique de conservation de la rotation (arbre d'entraînement de la pompe) en entrée, et deux orifices de sorties (T et P). Le bloc *Ideal Angular Velocity Source* représente une source idéale de vitesse angulaire qui génère à ses bornes un différentiel de vitesse, celle de sortie du moteur par rapport à une référence nulle. Lors de la simulation, la pompe transfère le fluide de T à P en fonction de la rotation d'entraînement. Le modèle est basé sur des points caractéristiques de la pompe modélisée. En fonction des données figurant dans le catalogue du fabricant, il est possible de choisir parmi les trois options de paramétrage suivantes :

- Approximation polynomiale : Nécessite des valeurs pour les coefficients polynomiaux. Elles peuvent être déterminées analytiquement ou expérimentalement, en fonction des données disponibles ;
- Deux caractéristiques 1D, P-Q et N-Q : Exigent les caractéristiques de pression différentielle (P) et de puissance de freinage (N)¹² en fonction du débit de la pompe Q . La pression différentielle et la puissance de freinage sont déterminées par la consultation d'une table unidimensionnelle.

¹² La puissance requise pour faire fonctionner une PoC est couramment appelée puissance de freinage.

- Deux caractéristiques 2D, P-Q-W et N-Q-W : Impliquent les caractéristiques de la pression différentielle (P) et de la puissance de freinage (N) en fonction des caractéristiques de débit de la pompe (Q) à différentes vitesses angulaires W . La pression différentielle et la puissance de freinage sont déterminées par une consultation de table bidimensionnelle.

Dans le cadre de ses travaux, la méthode avec deux caractéristiques à une dimension sera utilisé. Comme le montre la figure ci-dessous, le reste du circuit hydraulique se compose simplement de tuyaux et de réservoir pour simuler le mouvement du fluide entre la source (modélisé par un réservoir inépuisable) et le réservoir.

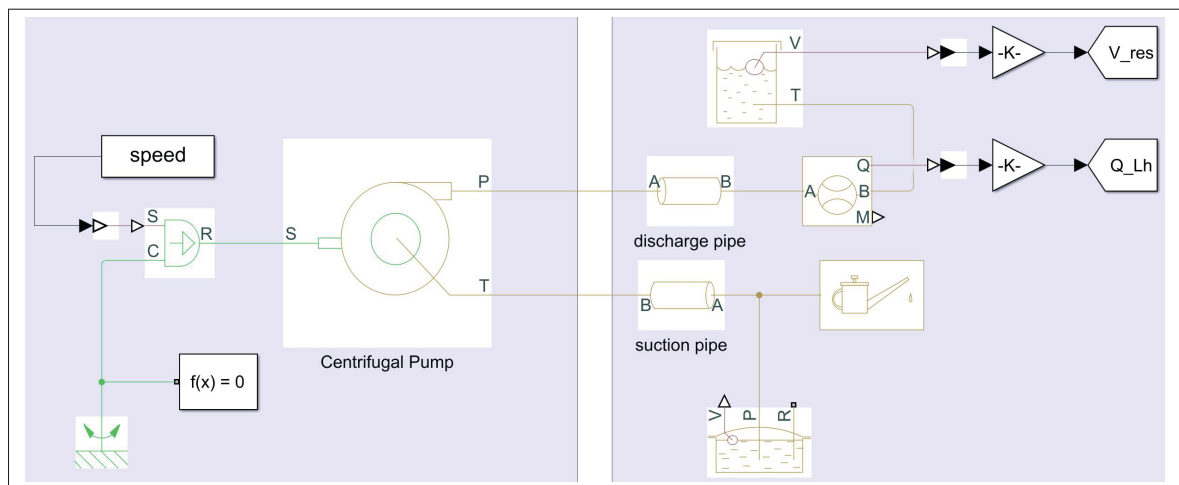


Figure 2.4 Modélisation numérique sur Simulink de la pompe et du réseau hydraulique

2.1.2.5 Batterie

La batterie nécessite un convertisseur MPPT et est située juste après celui-ci. Elle est modélisée toujours à l'aide de la librairie *Simscape* avec le bloc *Battery*. Pour gérer simplement les échanges d'énergie entre le panneau et le moteur, quatre *Breaker* (des disjoncteurs dont les temps d'ouverture et de fermeture peuvent être contrôlés à partir d'un signal) sont implémentés, deux entre la batterie et le convertisseur MPPT (côté panneau), et deux autres entre la batterie et le moteur. Lorsque le convertisseur MPPT est en mode accumulation d'énergie (état passant, interrupteur fermé, "déconnecté de la batterie"), les deux disjoncteurs du côté du panneau sont

ouverts, et les deux autres qui sont connectés au moteur sont fermés et laissent passer le courant. Puis, lorsque le convertisseur passe en mode "transfert d'énergie", les états des disjoncteurs sont respectivement inversés. Il est important de bien comprendre que ces changements d'états des interrupteurs se font à une fréquence importante, ce qui permet d'éviter des chutes de tensions et de courants et de rendre le système "continu". La figure 2.5 suivante illustre ces propos pour éventuellement mieux comprendre.

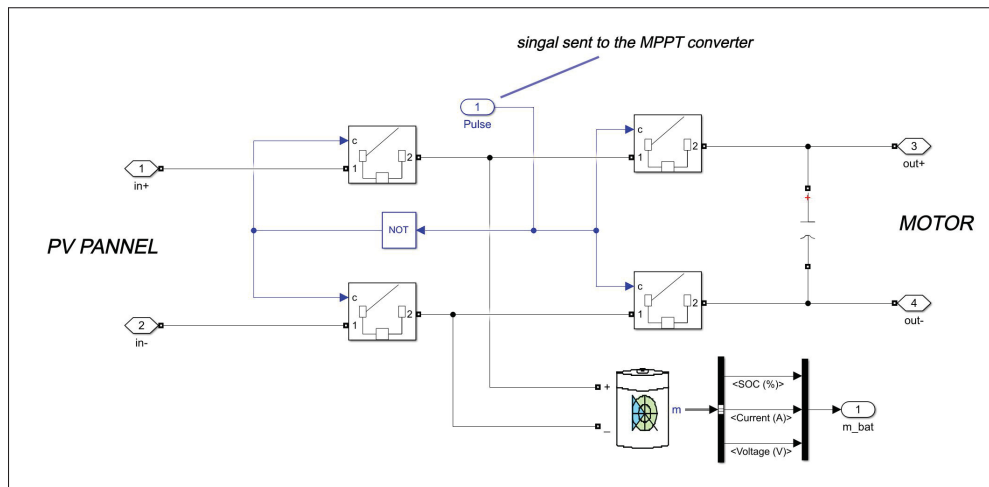


Figure 2.5 Modélisation numérique sur Simulink de la batterie

Les équations qui régissent le système dynamique d'une batterie sont différentes selon le type de celle-ci. Sur le marché actuel, il existe plusieurs technologies, *Simulink* en propose quatre :

- Plomb-acide ;
- Lithium-ion ;
- Nickel-cadmium ;
- Nickel-métal-hybride.

Pour les simulations une batterie Plomb-acide est utilisée, car elle présente une résistance interne plus faible, ce qui lui permet de s'adapter aux applications qui requièrent des décharges de courant élevées telles que pour les convertisseurs. Même si ce choix reste discutable, l'objectif ici est de surtout pouvoir simuler les différents couplages présentés précédemment au chapitre 1. Le comportement de la batterie plomb-acide est modélisé en fonction des paramètres i_t , i^* , i_{bat} , qui correspondent respectivement à la capacité d'extraction (Ah), à la dynamique du courant à

basse fréquence (A), et au courant de la batterie (A) :

$$\begin{cases} Decharge(i^* > 0) = f_1(i_t, i^*, i_{bat}) \\ Charge(i^* < 0) = f_2(i_t, i^*, i_{bat}) \end{cases} \quad (2.15)$$

Plus d'informations concernant cette modélisation dynamique sont disponibles en annexe IX, section 4.

2.1.3 Mise en place des stratégies de contrôle

Une fois la conception des différents composants réalisée, l'objectif est maintenant d'implanter diverses commandes, présentées lors du chapitre 1, pour piloter les éléments de commutation des convertisseurs, et ainsi simuler plusieurs types de couplage entre le panneau et la motopompe. Même si les approches sont toutes différentes, elles possèdent un point commun. Leur variable de sortie est transformée en un signal MLI qui consiste à comparer la modulante, le signal à synthétiser et la porteuse, signal triangulaire. Ce traitement permet d'obtenir un signal composé uniquement de 0 et de 1, qui définissent l'état des interrupteurs. La liste suivante présente les commandes retenues qui seront présentées dans les parties suivantes :

- Convertisseur MPPT
 - Algorithme perturbation et observation
 - Algorithme conductance incrémentale
 - Logique flou
- Convertisseur CC-CC
 - Contrôle de tension fixe et variable (LCB)
- Onduleur
 - Commande scalaire
 - Commande vectorielle

2.1.3.1 Algorithme Perturbation et observation

Pour rappel, le but d'une commande MPPT est de faire varier le rapport cyclique de l'interrupteur du convertisseur de manière à obtenir une tension d'entrée égale la tension optimale de la surface PV. Deux approches sont possibles. La première consiste à concevoir la procédure présentée à la figure 1.14 à l'aide de différents blocs, et la seconde à utiliser une fonction informatique écrite à l'aide du langage de *Matlab*. Pour la commande P&O, la deuxième option est retenue et illustrée à la figure 2.6.

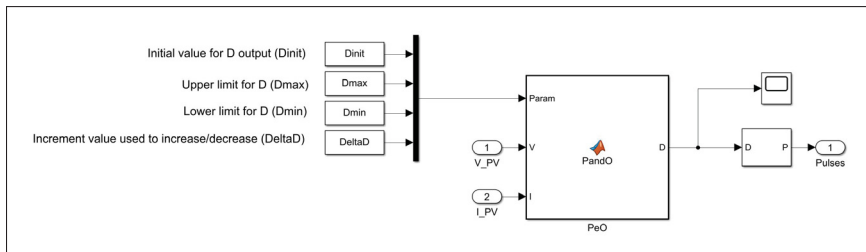


Figure 2.6 Modélisation numérique sur Simulink de la commande P&O

Les deux variables d'entrées sont la tension et le courant mesurés à la sortie du panneau PV. Les paramètres internes sont le rapport cyclique initial, minimal, maximal et le différentiel appliqué entre l'instant t et l'instant $t + 1$. Ce dernier facteur est assez influent sur la réussite de la commande puisqu'une valeur trop élevée ou trop faible ne permet pas au système de réagir correctement entre deux instants. À la sortie de la fonction, le rapport cyclique est transformé en un signal de 0 et 1 à l'aide de la technique MLI. Le contenu de la fonction *Matlab* est présenté en annexe I.

2.1.3.2 Algorithme Conductance incrémentale

Contrairement à l'algorithme P&O, le choix de la modélisation de la commande ConInc se porte sur la forme d'un schéma bloc illustré à la figure 2.7

La moitié gauche permet de calculer les ratios dI/dV et I/V . Si la somme de ces derniers est nulle, le point optimal est atteint. Dans le cas contraire, l'erreur ("error") est positive si

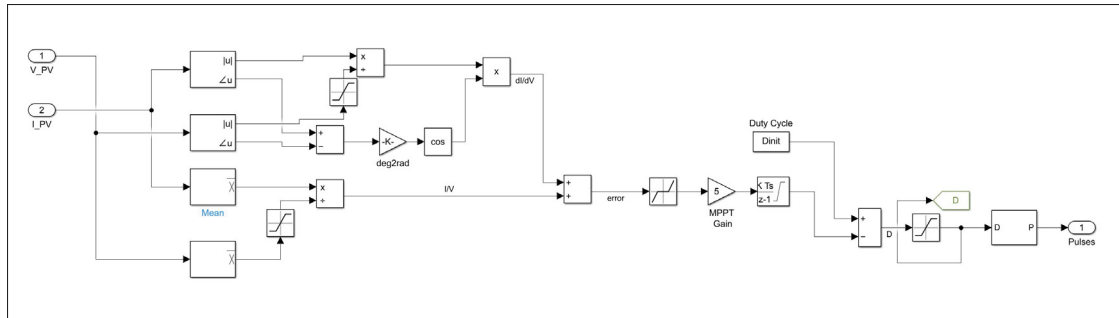


Figure 2.7 Modélisation numérique sur Simulink de la commande ConInc

$dI/dV > -I/V$ ou négatif si $dI/dV < -I/V$. Une erreur positive amène ensuite à la réduction du rapport cyclique initial, ce qui correspond à diminuer la tension de la surface PV. L'avantage de cette méthode est pouvoir faire varier l'erreur implémentée à chaque instant selon si le point optimal de tension est loin d'être atteint ou non.

2.1.3.3 Logique Floue

Pour mettre en place la logique floue, *Simulink* offre l'outil *Fuzzy Logic Toolbox* qui permet de modéliser les comportements de systèmes complexes à l'aide de règles logiques simples, puis d'implémenter ces règles dans un système d'inférence floue. Comme le montre la figure 2.8, l'objectif est ici d'utiliser les règles floues afin de faire varier la valeur incrémentale du rapport cyclique dans la commande P&O, qui est normalement fixe. Il est alors possible de parler d'une commande P&O à taille de pas variable.

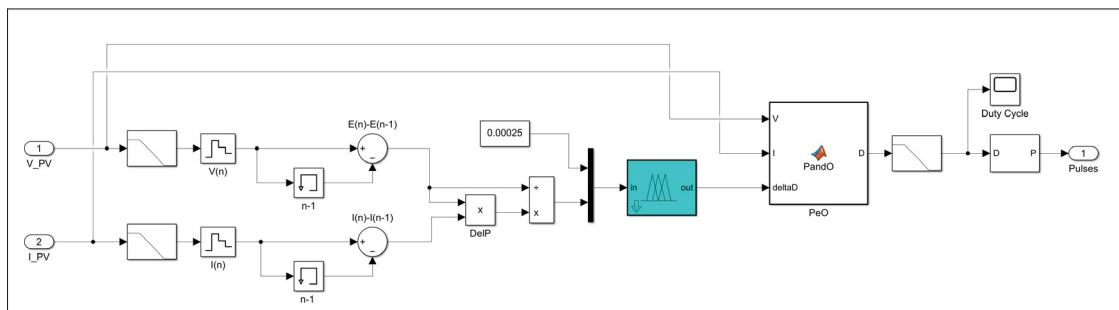


Figure 2.8 Modélisation numérique sur Simulink de la commande avec règles floues

Le système flou (en bleu) présente deux entrées, le pas du rapport cyclique (compris entre 0 et 0.015) et le ratio dP/dV (compris entre 0.03 et 0.05). Le tableau suivant présente les règles floues utilisées ¹³ :

Tableau 2.2 Règles floues implantées dans le modèle Simulink

ΔD_i \ $\frac{\Delta P}{\Delta V}$	PVS	PS	PM	PH	PVH
PVS	PVH	PVS	PVS	PS	PS
PS	PVH	PVS	PVS	PS	PS
PM	PS	PS	PS	PVH	PVH
PH	PS	PS	PVH	PVH	PVH
PVH	PVS	PVS	PVH	PVH	PVH

Par exemple, pour un rapport différentiel moyen de la puissance sur la tension (0.03) et un rapport cyclique petit (0.006), le rapport cyclique de sortie sera très petit (0.003).

2.1.3.4 Contrôle de tension

Le contrôle de tension permet de modéliser un convertisseur CC-CC à tension de sortie fixe (CC-CC classique) mais également variable (contrôleur LCB). Cette commande est relativement simple et s'effectue principalement grâce un régulateur Proportionnel Intégral Dérivé (PID). Ce correcteur est un algorithme de calcul qui délivre un signal de commande à partir de la différence entre la consigne (V_{ref}) et la mesure (V_{out}). La boucle de régulation est composée de trois actions :

- Proportionnelle : action instantanée qui ne permet pas d'annuler une erreur statique. Augmente la rapidité, améliore la précision, mais diminue la stabilité ;

¹³ PVS = Positive Very Small ; PS = Positive Small ; PS = Positive Medium ; PH = Positive High ; PVH = Positive Very High

- Intégrale : action lente qui annule l'erreur statique ;
- Dérivée : action dynamique qui apporte stabilité et rapidité, mais qui reste sensible aux bruits.

Pour obtenir de bonnes performances, un correcteur PI sera suffisant. Il est réglé à l'aide la méthode du "régleur", ou méthode expérimentale. Le principe est de fixer initialement le gain K_P et la constante de temps intégrale T_i à zéro. Une valeur très faible (<1) est donnée ensuite à K_P puis augmentée progressivement jusqu'à obtenir une réponse satisfaisante (proche ou égale à la consigne). T_i est ensuite déterminé de manière à annuler l'erreur statique, puis affiné pour obtenir une rapidité de réponse satisfaisante.

Pour concevoir une commande à tension variable et modéliser le comportement d'un contrôleur LCB, le but est de modifier la consigne selon la puissance PV ou l'irradiation disponible. Plutôt que d'appliquer une consigne fixe, 24 V par exemple, un gain est appliqué pour faire varier cette consigne en supposant que la tension idéale (ici 24 V) soit atteinte dans des conditions de radiances optimales (1000 W/m^2). Cela suppose que la vitesse ou la tension de la pompe est linéaire par rapport à l'irradiation solaire :

$$V_{ref} = V_{ref_{nom}} \frac{I_t}{I_{t_{nom}}} \quad (2.16)$$

La vitesse du moteur, et donc de la pompe, dépend directement de la tension à ses bornes, ce qui rend cette méthode viable, mais pas forcément fiable vis-à-vis d'un contrôleur de pompe réel. Ici, il sera supposé que la tension nominale est atteinte sous $I_T = 1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$. Cette technique sera similaire pour les commandes scalaires et vectorielles afin de comparer une commande classique à vitesse fixe et un contrôle LCB, où la vitesse de la pompe varie en fonction de l'ensoleillement.

2.1.3.5 Commande scalaire

Le principe de la commande scalaire consiste à imposer aux bornes d'induit de la machine à CA, le module de la tension, ainsi que la pulsation. Le fondement du contrôle reste le même que celui présenté dans la section précédente avec un calculateur PI qui compare la consigne de vitesse à la valeur mesurée. L'erreur en sortie du régulateur est transformée en signaux sinusoïdaux

triphasés équilibrés sur une fréquence égale à celle du moteur, qui permettra de régler la tension de chacune des phases (A, B, C).

2.1.3.6 Commande vectorielle

L'intérêt premier de la commande vectorielle est de séparer le couple du flux, et donc de garder le couple dans une plage définie en toute circonstance. La volonté de comparer la vitesse consigne et celle mesurée reste similaire que pour les autres commandes, mais le caractère triphasé de la machine ne permet pas d'utiliser un simple régulateur. Le principe est de reconstruire les courants triphasés à partir de la consigne en vitesse, et de les comparer à ceux mesurés comme l'illustre la figure 2.9.

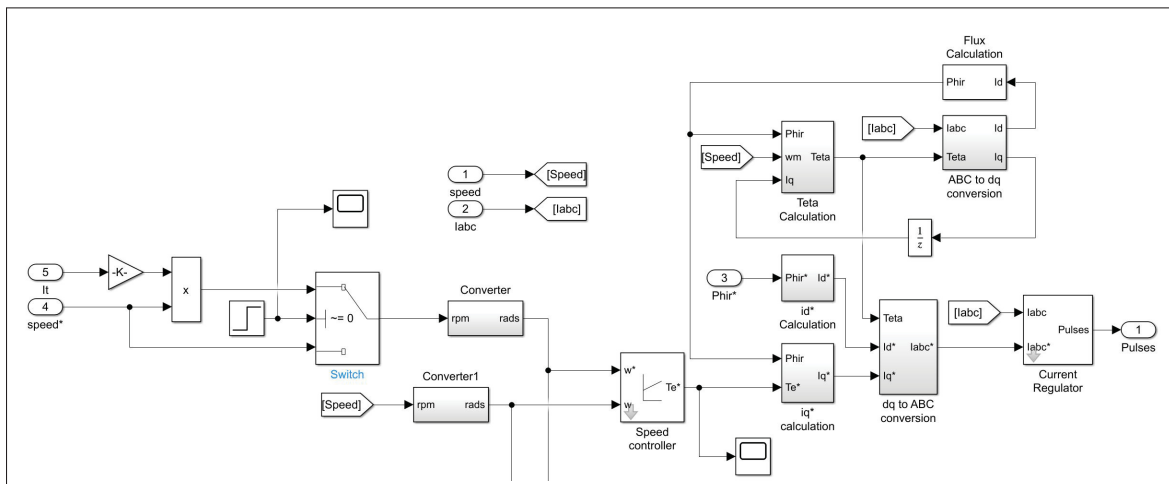


Figure 2.9 Modélisation numérique sur Simulink de la commande vectorielle

Les différents blocs s'appuient sur les calculs mathématiques suivants pour reconstruire le modèle de la machine asynchrone :

- *ABC to dq conversion*

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} &= \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \\
 &= \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\frac{1}{2}\cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2}\sin(\theta) & -\frac{1}{2}\cos(\theta) - \frac{\sqrt{3}}{2}\sin(\theta) \\ -\sin(\theta) & \frac{1}{2}\sin(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2}\cos(\theta) & \frac{1}{2}\sin(\theta) - \frac{\sqrt{3}}{2}\cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{2.17}$$

- *Flux calculation*

$$\Phi_r = \frac{L_m I_d}{1 + T_r s} \tag{2.18}$$

- *Teta calculation*

$$\theta = \int w_r + w_m = \int \frac{L_m I_q}{T_r \phi_r} + w_m \tag{2.19}$$

- *id* calculation*

$$I_d^* = \frac{\phi_r^*}{L_m} \tag{2.20}$$

- *iq* calculation*

$$I_q^* = \frac{2}{3} \frac{2}{p} \frac{L_r}{L_m} \frac{T_e}{\phi_r} \tag{2.21}$$

- *dq to ABC conversion*

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}^* &= \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \\
 &= \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ -\frac{1}{2}\cos(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2}\sin(\theta) & \frac{1}{2}\sin(\theta) + \frac{\sqrt{3}}{2}\cos(\theta) \\ -\frac{1}{2}\cos(\theta) - \frac{\sqrt{3}}{2}\sin(\theta) & \frac{1}{2}\sin(\theta) - \frac{\sqrt{3}}{2}\cos(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{2.22}$$

À la fin de la reconstruction des courants de références, il est alors possible de les comparer à ceux mesurés pour générer le signal MLI.

2.1.4 Synthèse et optique de simulation

La modélisation numérique sur *Simulink* est complexe et comprend un bon nombre de paramètres. Le modèle général comprenant l'ensemble des éléments est présenté à la figure 2.10.

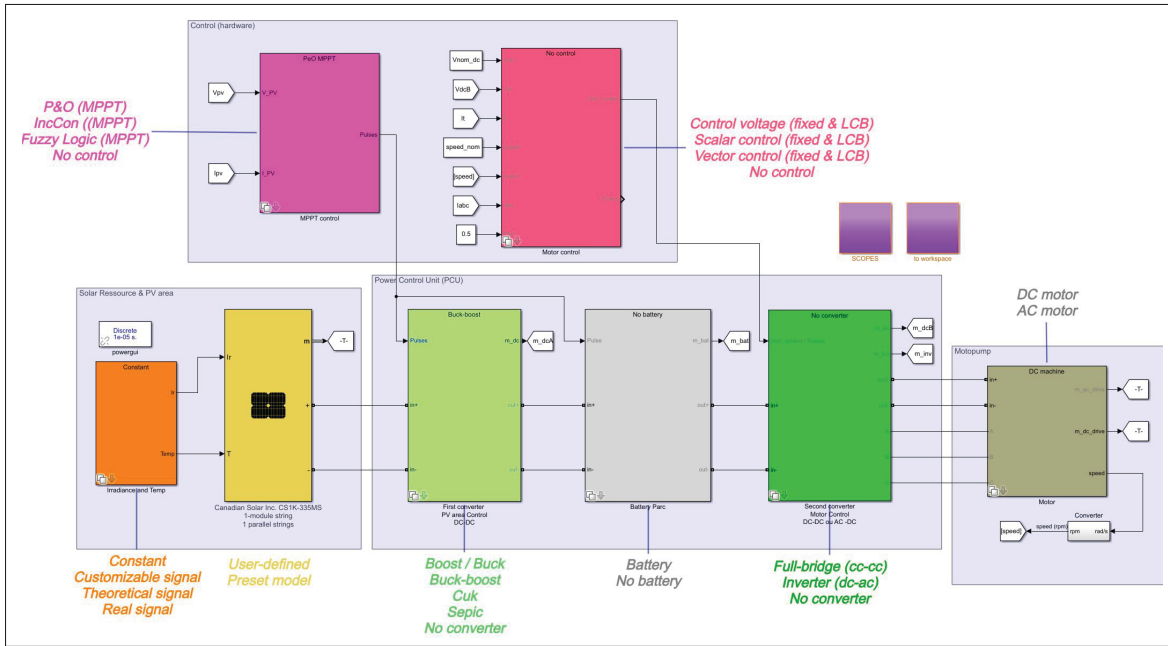


Figure 2.10 Modélisation numérique sur Simulink du modèle général

Fondamentalement, les composants électriques (panneau, convertisseur, batterie et moteur) sont connectés entre eux par des ports électriques représentant les bornes négatives et positives. Les deux entrées du système, et donc du panneau PV, sont la température et l'irradiation solaire. Tous les convertisseurs possèdent une entrée, où les pulsations MLI sont envoyées. Ces dernières sont générées à l'aide des contrôleurs. Les entrées des commandes sont des grandeurs physiques mesurées (I_{pv} ; V_{pv} ; V_{dc} ; ω_m ; I_{abc} ; I_T) et des consignes (V_{dcnom} ; ω_{mnom}) paramétrables par l'utilisateur. La sortie principale du système se trouve être la vitesse du moteur qui rejoint ensuite l'entrée de la pompe, comme présenté à la figure 2.4 précédente.

Afin de couvrir la totalité des couplages possibles, des diverses configurations et de tester les performances du système, plusieurs simulations seront effectuées selon le plan à la figure 2.11.

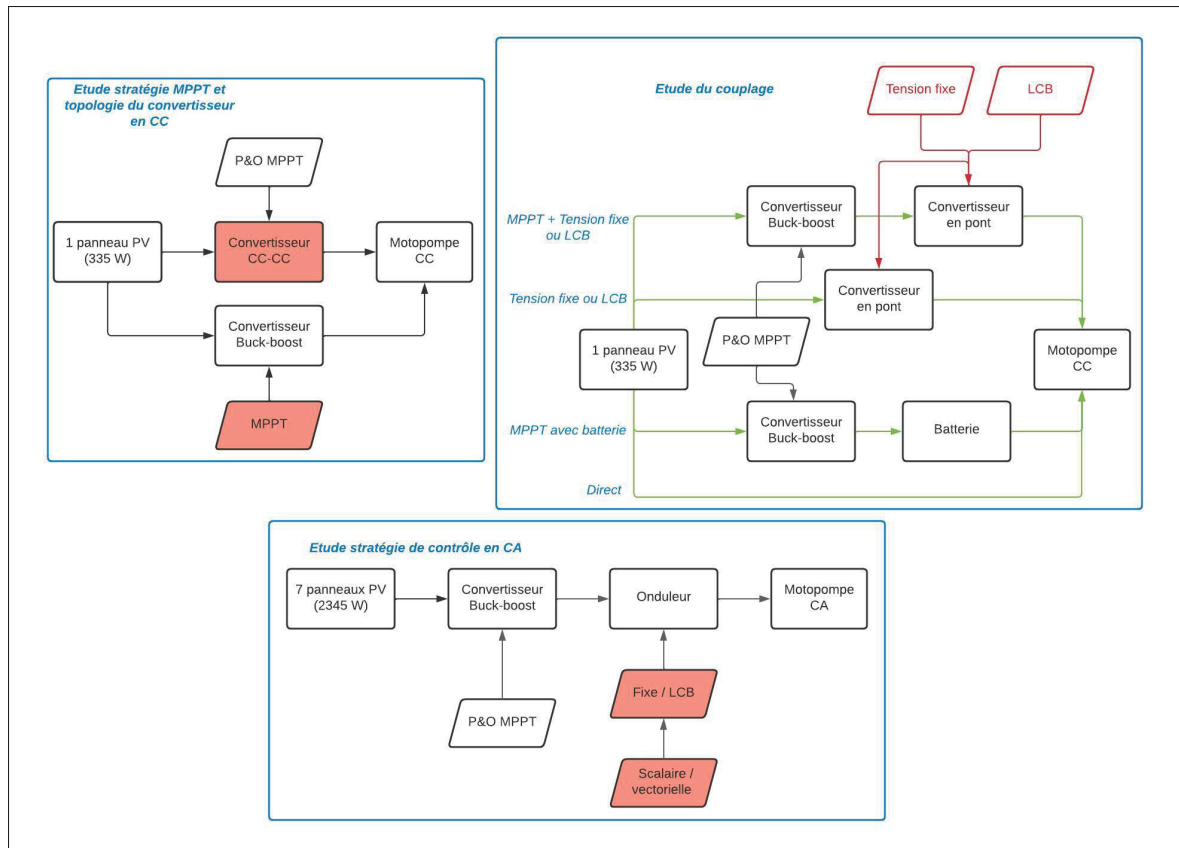


Figure 2.11 Plan de simulations sur Simulink

L'objectif est donc de réaliser trois études différentes qui portent sur les stratégies de contrôle en CC, et CA, ainsi que simuler six stratégies de couplages possibles. Les variations sont identifiables en rouge ou en vert pour le couplage. Les paramètres du modèle sont disponibles en annexe VIII, tableau VIII-1.

Simulink reste un très bon outil pour simuler le comportement du système et tester les différentes stratégies de contrôle, mais ne permet pas de prédire les performances annuelles de celui-ci. C'est pourquoi, dans la suite des travaux, le logiciel *PVsyst* est utilisé.

2.2 PVsyst : Dimensionnement et simulation de synthèse

Les SPESPV comprennent un large choix possible d'éléments, ce qui rend contraignant son dimensionnement. Effectivement, les rendements et performances des moteurs ou des pompes

sont très variables d'une technologie à une autre. Même si de nombreux chercheurs étudient différentes interactions entre les variables ou les méthodes de dimensionnement, il n'existe pas de modèle à la fois fiable et généralisable. Pour répondre à cette problématique, il a été choisi d'utiliser le logiciel *PVsyst*, très intéressant pour dimensionner et analyser les données et les performances de systèmes PV, pour plusieurs raisons :

- Comprend de vastes bases de données sur les composants des systèmes météorologiques et photovoltaïques, ainsi que sur l'énergie solaire en général ;
- Réalise des simulations rapides du comportement du système, ce qui permet de faire varier un (ou plusieurs paramètres) afin d'évaluer son influence ;
- Présente des graphiques et des résultats de performances très complets sur une année entière.

2.2.1 Logique de Dimensionnement

Afin de proposer un projet le plus cohérent possible et dimensionner adéquatement un système de pompage PV, quelques données d'entrées sont essentielles. Cependant, hormis la condition de pompage surfacique pour éliminer des coûts de forage pharamineux, dans le cas de ces travaux, aucun cahier des charges n'a réellement été élaboré. La démarche de dimensionnement dite "classique" qui requiert une demande relativement précise est tout de même présentée avant d'introduire la méthode choisie.

2.2.1.1 Méthode classique

Lors de la mise en œuvre de tels systèmes, la démarche de conception classique comprend quatre grandes étapes qui sont expliquées ci-dessous :

- **Les contraintes de base** : La première étape consiste à rassembler les quelques informations essentielles auprès du futur utilisateur. Les premières contraintes qui permettent d'évaluer les données d'entrée du système sont :

- La localisation géographique du projet :

Connaître le lieu d'implantation du projet équivaut à être capable de prédire le gisement solaire et la ressource qui sera disponible sur l'année. Beaucoup de bases ou modèles météorologiques permettent donc d'évaluer l'énergie PV que sera capable de produire un panneau. Souvent, il faut tout de même préciser l'orientation et l'inclinaison du panneau, mais pour une optimisation idéale, ces paramètres sont connus en fonction de la latitude locale (orientation plein sud ou plein nord et inclinaison environ égale à la latitude locale) ;

- La population à laquelle doit subvenir le système :

Que ce soit pour un village, une famille ou bien un élevage d'animaux, savoir à qui s'adresse le système permet d'évaluer la demande en eau qui correspond finalement au débit journalier de la pompe. Il est possible de travailler avec un profil de consommation particulier, mais pour des soucis de complexité, la demande est souvent moyennée pour obtenir un litrage fixe par jour ;

- Le contexte hydraulique :

En fonction de la source d'eau disponible, l'eau est pompée en profondeur (puits) ou à la surface (lac ou rivière). Cela donne une indication primordiale sur le type de pompe à utiliser (pompe submersible ou surfacique). D'autre part, la topologie de la source permet d'estimer la hauteur d'eau entre le point d'aspiration et le point de refoulement, pour avoir une idée de la hauteur manométrique d'eau (différence de pression entre l'aspiration et le refoulement). La longueur des tuyaux est également demandée, mais ce facteur n'est pas très influent et peut donc faire l'objet d'une hypothèse.

- **Dimensionnement de la motopompe**

Une fois les contraintes du projet établies, le dimensionnement se poursuit par la sélection d'une pompe. Les besoins en énergie hydraulique sur une journée sont d'abord calculés en

supposant que le débit et la hauteur de chute sont plutôt constants sur l'année.¹⁴ En règle générale, il est supposé que lors des jours de beau temps, la pompe fonctionnera à plein régime pendant 6 heures. En admettant maintenant le rendement de la pompe (généralement environ 50 % pour les pompes volumétriques, ou 35 – 40 % pour les pompes centrifuges), il est possible de déduire la puissance électrique nominale de la pompe grâce à la formule suivante :

$$P_e = \frac{Q * HMT * \rho * g}{\eta_{mp}} \quad (2.23)$$

En réalité, cette valeur est sous-évaluée puisqu'elle ne tient pas compte des éventuelles mauvaises conditions météorologiques au cours de l'année. Le type de pompe, surfacique ou submersible, est également à définir selon les contraintes du projet.

- **Dimensionnement de la surface PV et choix du couplage :**

À ce stade, le type de couplage¹⁵ a une grande influence sur la puissance nominale de la pompe. Encore une fois, en règle générale, il faut définir une puissance nominale PV (dans les conditions standard) supérieure d'un certain pourcentage à la puissance nominale de la pompe. *PVsyst* recommande une puissance PV supérieure d'environ 20 à 30 %. La ressource solaire disponible localement possède également un impact majeur sur la surface PV à définir, puisqu'elle est significative sur la production d'énergie. Malheureusement, si le réseau PV est surdimensionné, l'énergie sera inutilisée par temps clair, et s'il est sous-dimensionné, la pompe fonctionnera à des puissances plus faibles, où son efficacité peut chuter considérablement par temps nuageux ou le matin et le soir.

- **Dimensionnement du réservoir :**

Enfin, la taille du réservoir est simplement déterminée par l'autonomie requise, en utilisant la consommation journalière définie par l'utilisateur, et en supposant qu'il n'y a pas de production d'eau. Le réservoir n'est pas nécessaire, mais fortement recommandé puisqu'il

¹⁴ Si ce n'est pas le cas, la simulation grossière jour par jour fournie par l'outil de prédimensionnement de *PVsyst* est inévitable. Il ne sera pas utilisé ici.

¹⁵ Lors de l'utilisation de configurations à couplage direct, la tension de fonctionnement de la pompe est également essentielle.

permet d'optimiser la puissance PV disponible et permettre aux utilisateurs d'avoir un accès à l'eau même lorsque l'ensoleillement n'est pas suffisant.

Globalement, le problème à résoudre est l'optimisation de la taille du générateur photovoltaïque et des pompes, en tenant compte de la hauteur de chute, et de l'adaptation électrique PV-Pompe, ainsi que de la configuration du système choisi. Les premiers essais ne seront sans doute pas concluants et c'est tout l'intérêt d'utiliser *PVsyst* qui permet des simulations rapides avec des rapports complets sur les performances. Néanmoins, dans le cadre de ce mémoire, les données utilisateurs ne sont pas connues et c'est pourquoi une autre logique de dimensionnement a été utilisée.

2.2.1.2 Méthode utilisée

Hormis la contrainte d'une pompe surfacique, le contexte n'est pas clairement défini par un utilisateur, il est donc difficile d'appliquer la méthodologie présentée précédemment. Par conséquent, l'objectif est de dimensionner en partant de la surface PV plutôt que de la pompe. La démarche est la suivante :

- **Sélection d'un panneau :**

Aujourd'hui, en comparant une technologie similaire (monocristallin par exemple), beaucoup des panneaux solaires ont foncièrement les mêmes performances. Il faut donc commencer par opter pour un panneau en se basant sur des critères de coûts et de performances.

- **Dimensionnement de la pompe et choix du couplage :**

Dès lors que la surface PV est connue, la puissance nominale PV l'est également et il est donc envisageable de dimensionner une pompe qui puisse coïncider. Tout comme dans la démarche classique, le type de couplage est très influent et il faut considérer en conséquence un rendement ou des pertes entre le panneau et la pompe. Étant donné que le pompage sera de type surfacique, la plage de fonctionnement de la pompe devra s'inscrire dans une hauteur

d'eau de quelques mètres (entre 0 et 5 m).

- **Les hypothèses** (qui seront amenés à varier) : Bien que l'étude se veut être universelle, il est impossible d'imaginer un SPESPV sans données d'entrées et donc d'hypothèses, qui seront les suivantes :

- Le contexte hydraulique :

Aux vus des coûts de forage qui sont extrêmement importants, et pour un souhait de proposer une solution la moins onéreuse possible, les travaux de recherches s'effectuent ici uniquement dans le cadre de pompage surfacique dans le cas de lacs ou de rivières ;

- La localisation géographique du projet :

L'emplacement du système reste essentiel pour évaluer la ressource solaire. Puisque l'objectif final est de construire et tester un prototype sur Montréal, cette ville est choisie par défaut. Quand bien même, il sera expliqué par la suite (2.2.3) que la localisation sera amenée à varier pour étendre l'universalité de l'étude.

- **Optimisation par la PME**

La dernière étape est de déterminer la quantité d'eau journalière que sera capable de fournir le système. Pour ce faire, une optimisation itérative est réalisée pour obtenir une PME de 5 %. D'après la revue de littérature, cette valeur semble être un bon compromis entre le coût de l'installation PV, les pertes et le confort de l'utilisateur.

Da manière générale, la méthode utilisée propose d'étudier un système capable de comprendre entre 1 à 6 panneaux, et ensuite d'évaluer en fonction de la localisation et de la hauteur d'eau, la quantité qu'il sera capable de fournir. Un utilisateur pourra alors déterminer le nombre de panneaux dont il a besoin. La figure 2.12 synthétise les deux méthodes de dimensionnement précédemment détaillées. Les illustrations en rouge sont amenées à varier.

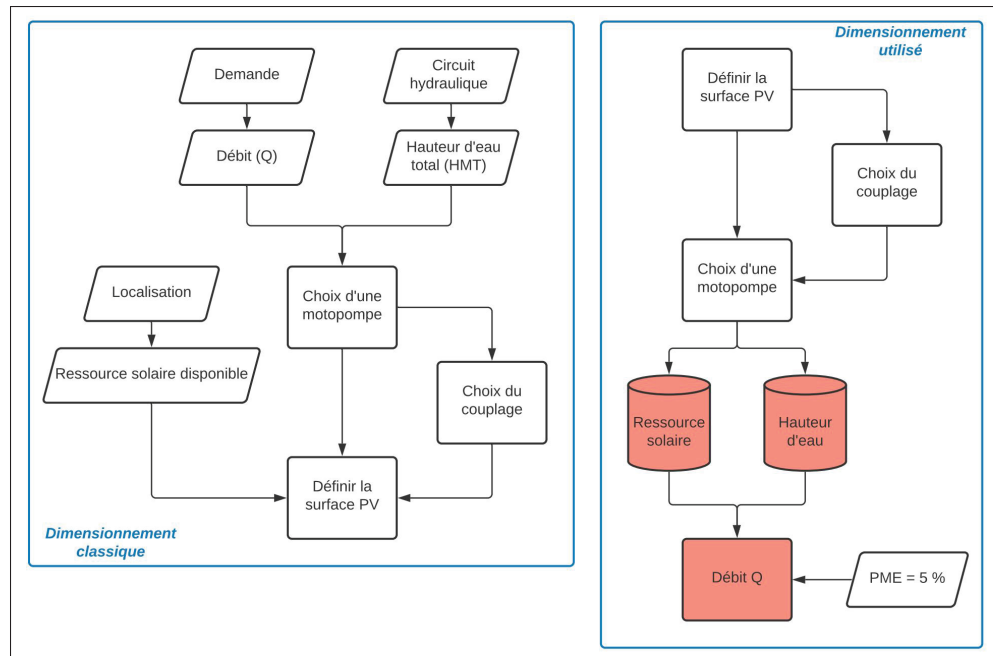


Figure 2.12 Méthode de dimensionnement classique (à gauche) et celle utilisée (à droite)

2.2.2 Modèles intégrés

Au sein du logiciel *PVsyst* différents modèles sont implémentés pour déterminer les grandeurs physiques qui représentent la dynamique et le comportement des composants. La présente section se concentre sur ces modèles disponibles et sur la façon dont ils interagissent entre eux, pour comprendre les résultats et performances obtenues lors de la simulation. Bien que *PVsyst* propose de nombreuses fonctionnalités, uniquement celles utilisées sont présentées.

2.2.2.1 Modèle pour le rayonnement solaire

Les données météorologiques sont le point de départ de l'évaluation d'un projet et sont également la principale source d'incertitude. *PVsyst* distingue deux types de données météorologiques : les données mensuelles, associées à chaque site géographique et utilisées pour construire les données horaires, et les données horaires utilisées par les simulations. Les bases de données proposées proviennent de multiples sources différentes. Trois grandes familles de stratégies de collecte

de données sont présentes : les mesures directes ¹⁶, interpolation spatiale ¹⁷ et observation par satellite ¹⁸.

Au-delà des coordonnées géographiques (latitude, longitude, altitude, fuseau horaire, etc), les fichiers météo contiennent deux informations obligatoires qui sont l'irradiation globale horizontale (I) et la température ambiante (T_a), ainsi que deux informations optionnelles (si disponibles, pas toujours présentes) qui sont l'irradiation horizontale diffuse (I_d) et la vitesse du vent (W). Pour obtenir ensuite l'irradiation incidente effective (l'énergie lumineuse qui tombe sur les cellules PV), un traitement des données du fichier météo est nécessaire :

- Génération de données météorologiques synthétiques horaires (irradiance globale horizontale et température) :

Cela permet de construire des données météorologiques horaires à partir de valeurs mensuelles connues uniquement. Ceci est nécessaire, car de nombreux processus de simulation doivent être calculés en tant que valeurs instantanées (ou pseudo-instantanées, en tant que moyennes horaires) ¹⁹. La génération des irradiances et des températures est respectivement basée sur les modèles proposés par *Collares-Pereira* (Duffie & Beckman, 2013) et *Scartezzini* (Duffie & Beckman, 2013). À noter qu'elle est effectuée grâce à l'algorithme *Meteonorm 8.0* (logiciel de données d'irradiation mondiales inclus dans *PVsyst*);

$$H_b; H_d \rightarrow I_b; I_d \quad (2.24)$$

- Détermination de l'irradiation diffuse :

Dans le cas où elle n'est pas disponible dans les données mesurées, l'irradiation diffuse doit être estimée à partir de l'irradiation globale. Plusieurs références sont possibles pour cela, *PVsyst* utilise le modèle de *Liu et Jordan* et la corrélation d'Erbs (Duffie & Beckman, 2013)

¹⁶ Généralement traitées dans des fichiers météorologiques d'année typique (TY).

¹⁷ Utilise les fichiers de mesures des lieux les plus proches pour interpoler le temps du lieu considéré.

¹⁸ S'appuie sur certains indicateurs mesurés par les satellites météorologiques comme l'indice de clarté pour déduire l'irradiance au niveau du sol.

¹⁹ par exemple, le modèle de transposition dépend étroitement de la géométrie solaire

qui se base sur l'indice de clarté (K_T). D'après la documentation *PVsyst*, cette corrélation donne de bons résultats avec un MBE ²⁰ de 1.7 % et un RMSE ²¹ de 27 % (par rapport à la valeur de l'irradiation diffuse), ou 13 % (par rapport à l'irradiation globale) (*PVsyst*, 2022);

$$f(I, K_T) \rightarrow I = I_b + I_d \quad (2.25)$$

- Calcul de l'énergie dite incidente par un modèle de transposition :

Le modèle de transposition est le calcul de l'éclairement incident sur le plan incliné du panneau, à partir des données de radiations horizontales et diffuses. Par défaut, *PVsyst* emploie le modèle de *Hay* (Duffie & Beckman, 2013). Assez robuste, il offre de bons résultats même lorsque la connaissance de l'irradiation diffuse n'est pas parfaite ;

$$I = I_b + I_d \rightarrow I_T = I_{T,b} + I_{T,d} + I_{T,r} \quad (2.26)$$

- Application du facteur *IAM* :

Principalement due aux réflexions sur la couverture en verre, qui augmentent avec l'angle d'incidence, l'effet d'incidence correspond à une diminution de l'irradiance atteignant réellement la surface des cellules PV. Pour pallier le problème que l'*IAM* soit normalisé à la transmission à incidence perpendiculaire (angle d'incidence de 0°), *PVsyst* se sert d'une fonction qui décrit le déficit de transmission en fonction de l'angle d'incidence. Elle est appliquée à une des trois composantes de l'irradiation (direct, diffuse, réfléchis) en supposant une distribution isotrope de l'irradiance diffuse.

$$I_T = f(I_{T,b}, I_{T,d}, I_{T,r}) \rightarrow I_T = f(IAM, I_{T,b}, I_{T,d}, I_{T,r}) \quad (2.27)$$

²⁰ Mean Bias Error

²¹ Root Mean Square Error

2.2.2.2 Modèle pour le panneau photovoltaïque

En vue de décrire le comportement de la surface PV, *PVsyst* exploite le modèle une diode à cinq paramètres préalablement présenté. Même si un modèle à deux diodes existe et est plus robuste, le modèle une diode reste bien adapté à la description de toutes technologies de modules silicium-cristallins. Dans ce dernier, deux diodes sont respectivement considérées alors que le facteur de diode est une moyenne des deux diodes dans le modèle à une diode. La résolution des cinq paramètres dans *PVsyst* diverge légèrement de la méthode exposée antérieurement. Le raisonnement pour les quatre premiers reste similaire, un système à quatre équations et quatre inconnues (la cinquième équation du système 2.2 est éliminée), et où R_s est dans un premier temps considéré comme nul. L'impact de cette résistance série est important sur l'efficacité relative en basse lumière. Des tests en laboratoire ont permis à *PVsyst* de déterminer une valeur par défaut de R_s , pour représenter au mieux les performances des modules PV en cas de faible luminosité.

2.2.2.3 Modèle pour la pompe

La structure du modèle pour la pompe repose sur le fait que ses caractéristiques peuvent être considérées comme un ensemble de points de fonctionnement. Ils sont représentés comme une surface, dans un espace à 4 variables, qui décrit par l'équation suivante :

$$\Phi = (I_m, V_m, Q, HME) = 0 \quad (2.28)$$

Cette fonction est définie sur un domaine de fonctionnement illustré à la figure 2.13.

Le fonctionnement de la pompe est donc délimité par certaines limites (généralement spécifiées par le fabricant) :

- La tension maximale appliquée au moteur-pompe (à droite) ;
- La puissance électrique maximale (dans le coin supérieur droit) ;
- Le courant maximal (en haut) ;
- La hauteur manométrique totale maximale (implique un courant maximal) ;

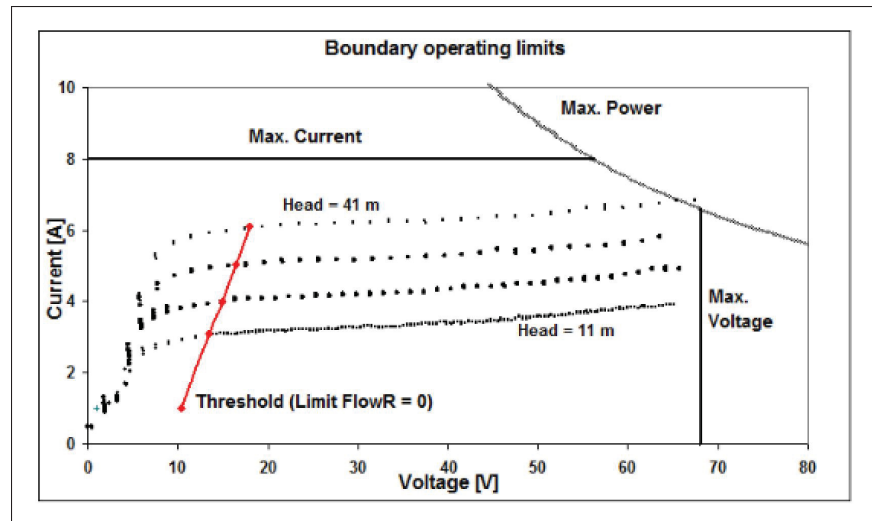


Figure 2.13 Limites du domaine de fonctionnement d'une pompe
Tirée de PVsyst (2022)

- Seuil de puissance pour le démarrage du fonctionnement (c'est-à-dire débit non nul), qui est fonction de la hauteur de chute (en rouge).

L'équation 2.28 implique que seules 3 des 4 variables sont indépendantes. Par conséquent, n'importe quelle des variables peut-être calculée en tant que fonction de deux autres. Les relations de base sont :

- La relation fondamentale qui est utilisée pour déterminer le point de fonctionnement en cas de couplage direct avec un générateur PV :

$$I_m = f(V_m, HMT) \quad (2.29)$$

- La relation qui complète la précédente pour déterminer le débit correspondant :

$$Q = f(P_h, HMT) \quad (2.30)$$

- La relation pour dimensionner la puissance du générateur PV, ou pour déterminer le rendement :

$$P_h = f(Q, HMT) \quad (2.31)$$

L'enjeu est maintenant de déterminer la fonction 2.28. Pour éviter les références à des paramètres spécifiques à la technologie, le modèle est principalement basé soit sur les performances connues, soit sur des points de fonctionnement spécifiés par le fabricant. Une interpolation (souvent cubique) entre les points donnés est ensuite nécessaire pour définir complètement le comportement de la pompe. Il est donc important de comprendre qu'ici, le modèle n'est que phénoménologique, sans aucun contenu physique.

2.2.2.4 Modèle du couplage

Une fois que le système, constitué d'une surface PV et d'une pompe, est défini, *PVsyst* alloue plusieurs agencements :

- Couplage direct :
Uniquement possible pour les motopompes CC, il ne présente aucun élément de puissance entre le panneau et la pompe ;
- Couplage direct avec "Booster" (utilisable si le système comprend une unique pompe) :
Ce dispositif électronique stocke l'énergie PV dans une grande capacité et la restitue sous forme d'un pic de courant. Cette technologie est vouée aux applications avec une pompe volumétrique qui sont soumises à des forces de friction internes importante lors du démarrage. L'objectif est de compenser le manque de courant produit par le générateur PV et de ne pas attendre une irradiation élevé ;
- Couplage direct "en cascade" (utilisable si le système comprend à minima deux pompes) :
Cette approche consiste à réguler, en fonction de la puissance PV disponible, les caractéristiques électriques aux bornes de chaque pompe pour les mettre en marche et les faire

fonctionner de manière optimale ;

- Couplage direct avec "reconfiguration de la surface PV" :

Les modules PV sont d'abord connectés en parallèle au démarrage de la pompe afin de fournir des courants élevés nécessaires. Puis, à l'aide d'un commutateur électronique de technologie assez simple, à partir d'un certain niveau d'irradiation, les panneaux PV sont reconnectés en série, pour produire une plus grande tension et réduire le courant en vue d'augmenter les performances en irradiations élevées ;

- Couplage indirect avec unités de conditionnement d'énergie :

Cette stratégie est similaire à couplage MPPT avec une optimisation de la puissance produite par le système.

PVsys propose donc deux familles de couplage dont la première, le couplage direct, peut-être amélioré selon différentes variantes qui dépendent de la composition du système (une ou plusieurs pompes, un ou plusieurs panneaux PV). La finalité reste la même, réguler les tensions et les courants entre les composants pour opérer aux points de fonctionnement optimaux. Il est important de préciser que *PVsys* comprend uniquement des systèmes de pompage isolés fonctionnant sans stockage électrique, ce qui rend malheureusement impossible la simulation d'un projet avec batterie ²².

2.2.2.5 Synthèse et réservoir

PVsys modélise des systèmes de pompage composés d'une surface PV, d'une ou plusieurs pompes, ainsi qu'éventuellement un contrôleur ou un conditionnement de puissance. La mise en œuvre implique une définition détaillée du circuit hydraulique (puits profond, lac, rivière, système de pressurisation, etc), de la hauteur de chute, des besoins en eau, et d'un réservoir de stockage.

²² Très exceptionnellement, lorsque le modèle de la pompe le demande, une batterie d'appoint est capable d'être simulé par le logiciel, mais cela reste quelques cas rares.

Le rendement solaire n'est bien sûr pas constant sur une journée et sur l'année, la plupart des systèmes de pompage comprennent un réservoir de stockage pour recevoir l'eau pompée et la distribuer aux utilisateurs. Le fond du réservoir de stockage se situe au-dessus du niveau du sol de telle sorte que la pression statique soit suffisante pour distribuer l'eau par gravité (principe du château d'eau). Le volume du réservoir est à définir par l'utilisateur en fonction des besoins quotidien et de l'autonomie souhaitée. Une alimentation par le bas est privilégiée, de sorte à éviter la chute de niveau entre le haut et le bas du réservoir, ce qui permet d'améliorer légèrement l'efficacité du système. Cela nécessite tout de même un clapet anti-retour.

Le débit résultant est directement lié à la disponibilité instantanée de la puissance. Le point de fonctionnement du système, dépendant du type de couplage, est évalué par approximations successives. Finalement, la demande en eau permet d'évaluer à tout instant le niveau d'eau du réservoir. Si ce dernier est entièrement rempli, la pompe est déconnectée du générateur PV et le logiciel est alors capable d'estimer la fraction d'énergie solaire non utilisée.

2.2.3 Choix des composants et études réalisées

Au vues des explications précédentes, le SPESPV est paramétrable sur de nombreux points. Cette section commente les choix effectués concernant les études paramétriques, ainsi que le matériel utilisé.

2.2.3.1 Variantes de simulation

Avant tout, il est important de spécifier qu'il aurait très intéressant de pouvoir simuler différentes stratégies de couplages, mais malheureusement, dans de nombreux cas (y compris celui présenté par la suite), les moteurs sont spécifique pour une utilisation à une tension nominale. Les caractéristiques I/V ne se sont donc pas disponibles et le point de fonctionnement ne peut pas être déterminé, ce qui rend impossible les tests en couplage direct. De plus, une majorité des motopompes sont implantées avec un conditionnement de puissance prédéfini, ce qui ne laisse pas le choix du couplage. Les simulations seront donc réalisées avec un convertisseur de

puissance MPPT. Le débit est alors donné en fonction de la hauteur de chute et de la puissance électrique d'entrée, trois variables suffisantes pour caractériser un point de fonctionnement. Pour apporter tout de même une analyse et une perspective sur le couplage, une étude indépendante vis-à-vis du matériel choisi et du contexte sera présenté à la fin de l'ensemble des résultats obtenus (3.2.5).

Dans une optique de présenter et dimensionner un système modulable, différents paramètres sont amenés à varier lors des simulations. Ils sont présentés ci-dessous, ainsi que la justification des choix entrepris.

- La localisation géographique :

Dans l'espoir de proposer un système exportable dans les régions qui en ont le plus besoin, les simulations sont effectuées selon différentes localisations. De plus, la consommation d'eau n'étant pas constante sur la planète, cela amène une certaine profondeur sur le nombre de personnes auxquelles peut subvenir le système. Pour représenter ces diverses consommations, et l'ensemble des territoires mondiaux, six pays sont choisis : le Canada, la France, le Brésil, la Finlande, l'Inde et le Mali ;

- Le nombre de panneaux (1 à 6) :

Le nombre de modules PV évolue pour non seulement étudier une large plage de puissance, mais également pour soumettre différentes demandes d'eau atteignables ;

- La hauteur de chute (1 à 5 m) :

Comme il est souvent difficile de déterminer préalablement une hauteur de chute, cette variable permet notamment d'anticiper un peu mieux les rendements probables de la pompe et du système. La hauteur de refoulement (différence de niveau entre la sortie de la pompe et l'entrée d'eau du réservoir) est fixée à 1.5 m, et la hauteur entre le sol et la pompe à 1 m. Cela signifie que la HMT initiale est de 0,25 bar, sans considérer la différence variable de

niveau entre l'eau et le sol :

$$HMT_0 = h_{pompe/sol} + h_{res/pompe} = 2.5 \text{ mCE} = 2.5 * \rho_{eau} * g = 0.245 \text{ bar} \quad (2.32)$$

En ajoutant une hauteur de chute variant de 1 m à 5 m, la HMT finale est comprise entre 0,35 bar et 0,75 bar ;

- L'autonomie du réservoir (1 à 5 jours) :

La taille du réservoir est un paramètre important puisqu'il influe directement sur l'autonomie du système. De plus, elle est liée à l'optimisation de l'énergie produite par les panneaux, puisqu'un réservoir plein équivaut à un arrêt du système, soit une ressource solaire non exploitée.

Bien évidemment, il est impossible de faire varier chacun des paramètres en fonction de tous les autres, ce qui représenterait un nombre trop important de simulations et d'optimisations. Puisque l'objectif final du projet est de proposer l'installation d'un prototype sur la ville de Montréal, la taille du réservoir et la hauteur de chute ne sont étudiés que dans ce contexte. Les variations respecteront alors les règles suivantes :

- Variation de l'autonomie du réservoir (5 simulations) : Montréal ; 1 panneau ; pompe CC ; couplage MPPT ; hauteur de 3 m ;
- Variation de la chute (5 simulations) : Montréal ; 1 panneau ; pompe CC ; couplage indirect ; autonomie de 3 jours ;
- Variation de la localisation et du nombre de panneaux (48 simulations) : 6 pays ; 1 à 6 panneaux ; pompe CC ; couplage MPPT ; hauteur de 3 m ($HMT = 0,55 \text{ bar}$) ; autonomie de 3 jours.

2.2.3.2 Sélection du matériel

La simulation et la conception d'un projet de SPESPV n'est pas réalisable sans sélectionner les différents composants qui la composent. Que ce soit pour panneau ou la pompe, choisir entre un fabricant ou un autre qui propose la même technologie, et la même gamme de puissance est relativement compliqué. Les bases de données de *PVsyst* sont très vastes et l'objectif n'est pas de comparer de panneaux similaires, mais bien d'évaluer les performances générales. C'est pourquoi, les composants choisis et des justifications sont présentés ci-dessous :

- Type de champ : ajustement saisonnier d'inclinaison
 Sur une année, et à une localisation précise, la trajectoire du soleil n'est pas constante. Cependant, aujourd'hui les tracker solaires sont trop coûteux. La philosophie du système se veut simple et robuste. Le projet comprend donc ici une structure avec un pivot libre permettant d'ajuster manuellement l'inclinaison du panneau, ce qui permet une optimisation de la production selon la saison ;
- Panneau PV : CS1H-335MS Silicium-monocristallin (335 W ; 30 V)
 Afin de travailler avec un fabricant local, un panneau de 335 W, ce qui couvre une large demande, de chez *CanadianSolar* est choisi. Le coût de la surface PV n'étant pas majoritaire, la technologie monocristalline a été préférée pour sa meilleure performance ;
- Pompe : Surf DC Centrifugal 7322-24V (270 W ; 1-12 m)
 En ce qui concerne la pompe, le fournisseur est *Dankoff*, un des leaders mondiaux dans les solutions de pompage solaire. Même s'il est américain, il possède des revendeurs au Canada et notamment sur Montréal, mais il est surtout retenu pour ses pompes "SunCentric" (Moteur CC et pompe centrifuge), simple et robuste dans le temps. Effectivement, les pièces d'usure sont remplaçables et durent généralement de 5 à 10 ans, avec une espérance de vie globale de 15 à 20 ans. La tension nominale de la pompe est de 30 V ce qui s'approche de la tension de fonctionnement du panneau, et donnera de bonnes performances en couplage direct ou avec un simple convertisseur CC-CC à tension fixe. À noter que ces pompes sont utilisables

avec ou sans contrôleur, et avec ou sans batterie ;

- Régulateur MPPT :

Comme développé antérieurement, la simulation avec un convertisseur est obligatoire dans le cas de manque d'informations sur les caractéristiques I/V de la pompe. Les détails du contrôleur ne sont pas pertinents sur l'influence des résultats, ce qui explique que *PVsyst* fournit un régulateur universel par défaut. Les paramètres de ce dernier sont fixés à des valeurs optimales selon la définition du système ;

- Circuit hydraulique :

De manière arbitraire, la longueur des tuyaux adoptée est de 20 m avec un nombre de coudes égale à 5, ce qui s'approche suffisamment d'un circuit réel. Pour ce qui est du diamètre des canalisations, il est déterminé, à l'aide de l'outil graphique de *PVsyst*, de façon à avoir le moins de perte de charges possibles.

Pour plus de clarté, une image de synthèse résumant les variations de simulation, ainsi que le choix du matériel est disponible à la figure ci-dessous. Les éléments en rouge d'une variante sont ceux choisis lors de la réalisation d'une autre étude.

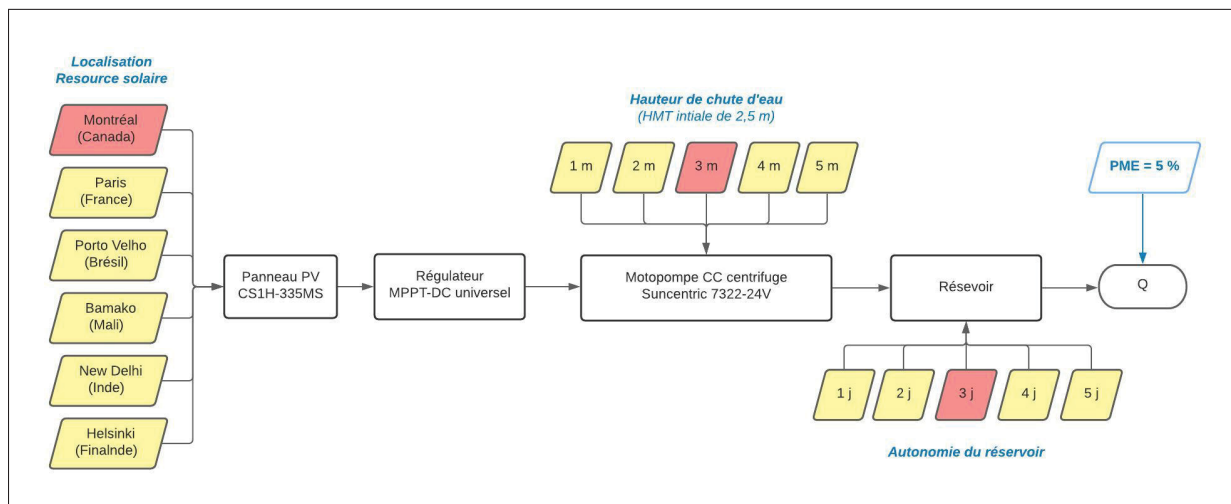


Figure 2.14 Plan de simulations sur PVsyst

CHAPITRE 3

RÉSULTATS

Pour répondre à la problématique du projet, l'objectif était de concevoir un modèle *Simulink* et d'exploiter le logiciel *PVsyst* afin d'étudier les différentes stratégies de couplage et de prédire le comportement du système à long terme. Les résultats des divers plans d'études présentés dans le chapitre 2 sont ici développés à travers deux sections : la première concerne le contrôle avec la modélisation numérique et la seconde le dimensionnement.

3.1 Simulink : Couplage et contrôle

Au cours de cette section, l'ensemble des résultats prennent forme à travers différentes courbes qui représentent des variables en fonction du temps. La complexité du modèle rend les compilations et simulations longues, ce qui explique pourquoi la période de simulation dure seulement quelques secondes. Cela est suffisant pour observer le comportement du système en conditions standard de test (CST), ainsi qu'en ensoleillement variable. Les principales variables d'intérêts sont les caractéristiques électriques (puissance, tension et courant) des différents composants électriques (panneau PV, convertisseur, moteur), ainsi que la vitesse de sortie du moteur.

3.1.1 Stratégie "Maximum Power Point Tracking"

La première étude porte sur la performance des stratégies MPPT. En CST, la puissance maximale du panneau PV utilisée est de 335,6 W. La figure 3.1 présente la puissance PV et la puissance de sortie du convertisseur (P_{out}), en utilisant les algorithmes P&O, ConInc et LF sous 1000 W/m^2 .

Globalement, toutes les commandes répondent correctement en stabilisant la tension proche du PPM pour soutirer la puissance optimale du panneau. En réduisant l'échelle de 333 à 336W, il est possible de s'apercevoir que les stratégies atteignent une efficacité de 99,5 %. Néanmoins, au niveau de la rapidité, la LF est meilleure avec moins de 0,1 s pour retrouver le PPM contre 0,2 s et un peu plus de 0,1 s pour les algorithmes ConInc et P&O. Un autre point intéressant

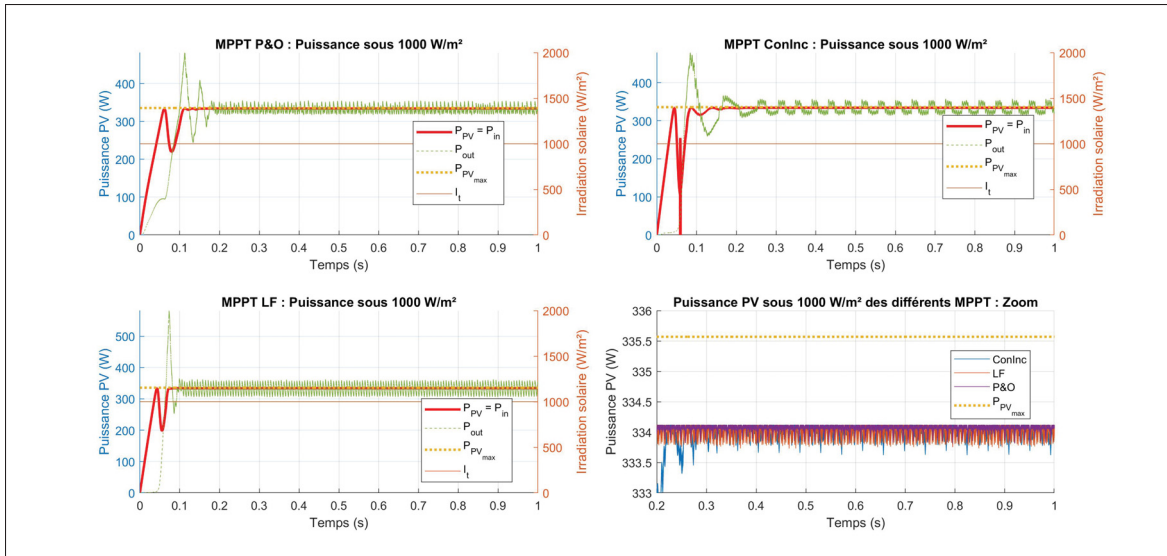


Figure 3.1 Puissance PV et puissance de sortie du convertisseur pour différentes stratégies MPPT sous 1000 W/m^2

pour l'évaluation de la performance est la stabilisation, directement lié aux ondulations de tension et courant dans le convertisseur. Une fois encore, la LF offre plus de stabilité avec moins d'oscillation de puissance et donc moins de contraintes sur les éléments de commutation. Plus rapide, la commande P&O semble plus stable en régime transitoire que la technique ConInc qui montre des fortes chutes de puissances et de tensions lors du début de la recherche du PPM.

Une fois l'efficacité des commandes vérifiée en CST, le but est d'analyser les comportements en régime transitoire. La figure 3.2 présente alors les résultats pour des variations d'irradiation brusques : 300 , 500 , 1000 , 700 et 400 W/m^2 à respectivement 0 , 1 , 2 , 3 et 4 s . Malgré une irradiation solaire très fluctuante, les trois stratégies sont capables de produire le maximum de puissance (un graphique de puissance du panneau PV est disponible en annexe II, figure II-1, pour illustrer les différentes puissances nominales pour certaines irradiances solaires).

Le quatrième graphique de la figure 3.2 illustre bien la similarité des performances entre les trois stratégies. La variabilité du pas de changement du rapport cyclique offerte par la LF permet tout de même une meilleure convergence en retrouvant plus rapidement le PPM que les deux autres commandes, mais surtout des oscillations de puissance en sortie du convertisseur moins

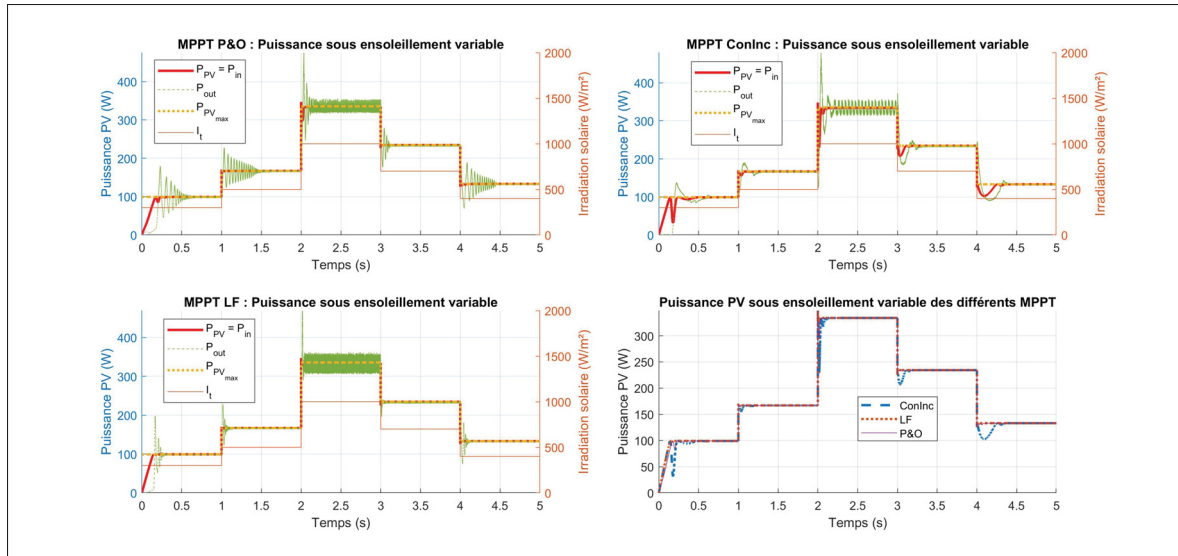


Figure 3.2 Puissance PV et de sortie du convertisseur pour différentes stratégies MPPT sous ensoleillement variable

présente. C'est la commande P&O qui manifeste le plus d'ondulations, caractérisée par le fait qu'elle ne considère pas la condition de l'égalité entre la tension réelle et la tension du PPM. Il est également intéressant de constater que lors des changements d'irradiation solaire, les phénomènes transitoires des commandes sont quasiment inexistantes, voire invisibles à l'échelle de la seconde dans le cas de la LF et la commande P&O. À noter qu'ici il n'a pas été représenté de changement de température, mais le principe est équivalent. Un léger appauvrissement de la puissance PV est cependant observé lors de l'augmentation de la température extérieure due aux pertes de chaleur du panneau.

Dernièrement, une variation d'irradiation solaire aussi brusque n'est pas réaliste, mais les performances des commandes sont tout de même démontrées ici. De plus, les fluctuations de puissances de sorties observables en CST (zoom disponible en annexe III, figure III-1) peuvent s'expliquer notamment par les fortes contraintes de commutation appliquées sur le convertisseur. En sortie du convertisseur MPPT, la puissance est d'ailleurs à peine inférieure à celle d'entrée, avec un rendement peu réaliste aux alentours de 98, 99 % (96 % en théorie). Les différentes topologies de ces derniers sont étudiées dans la section suivante.

3.1.2 Topologie des convertisseurs

De façon analogue à la section précédente, l'objectif est de vérifier le bon comportement des différents convertisseurs. Premièrement, le convertisseur Buck-boost employé est non inverseur, ce qui permet d'éviter l'inversion de polarité en sortie. La modélisation est illustrée en annexe IV, figure IV-1. Dans les résultats en CST présentés à la figure 3.3, le convertisseur Boost n'est pas capable d'atteindre la consigne en tension avec une puissance de seulement 200 W contre 334 W pour les autres topologies. Cela s'explique par le fait qu'il n'est pas capable d'abaisser la tension, mais de seulement l'élever. En contre-partie, il ne présente aucun dépassement et reste stable, ce qui n'est pas le cas des convertisseurs Sepic et Cuk avec des fluctuations de la puissance de sortie. Le convertisseur Buck-boost inverseur présente les meilleures performances.

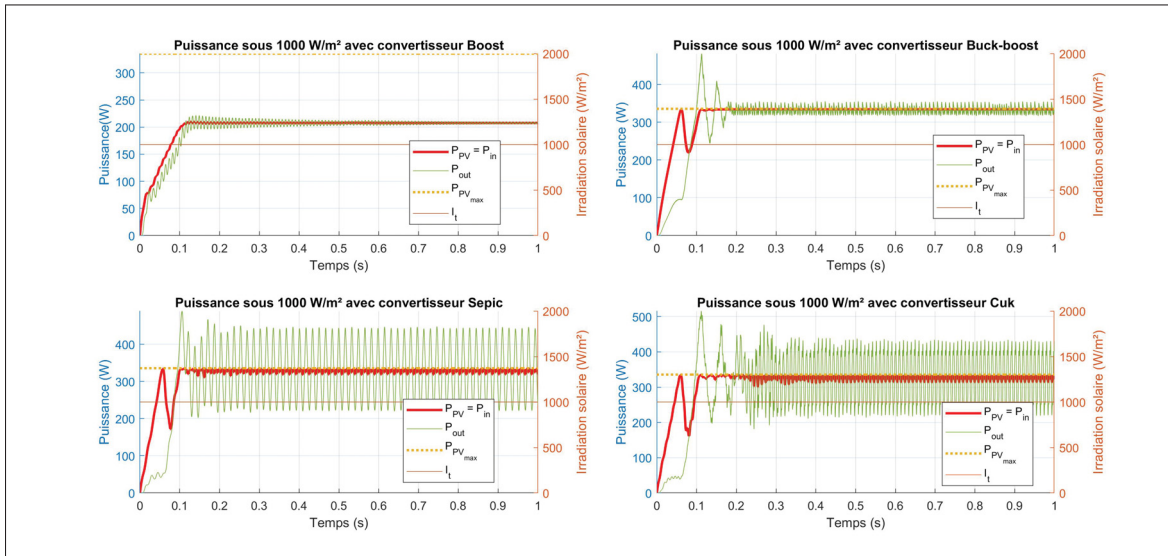


Figure 3.3 Puissance PV des différentes topologies de convertisseur sous 1000 W/m²

En conditions variables (similaires à celles de l'étude des stratégies MPPT), illustrées à la figure 3.4, le convertisseur Boost n'est pas capable de fournir la puissance PV maximale exploitable pour différentes irradiances. Les ondulations de puissance des autres convertisseurs sont toujours présentes. Il est difficile de réellement les analyser, elles proviennent d'une oscillation de la commande P&O autour du PPM, du bruit électrique non traité (filtre peut être nécessaire), ainsi que des valeurs intrinsèques des inductances et des capacités à l'intérieur des convertisseurs. Ces

dernières sont déterminées à l'aide des formules du tableau 2.1 et semble être un point impactant. Effectivement, le convertisseur Buck-boost, qui présente très peu d'ondulations, possède une capacité plus grande et une inductance plus faible que le reste des topologies.

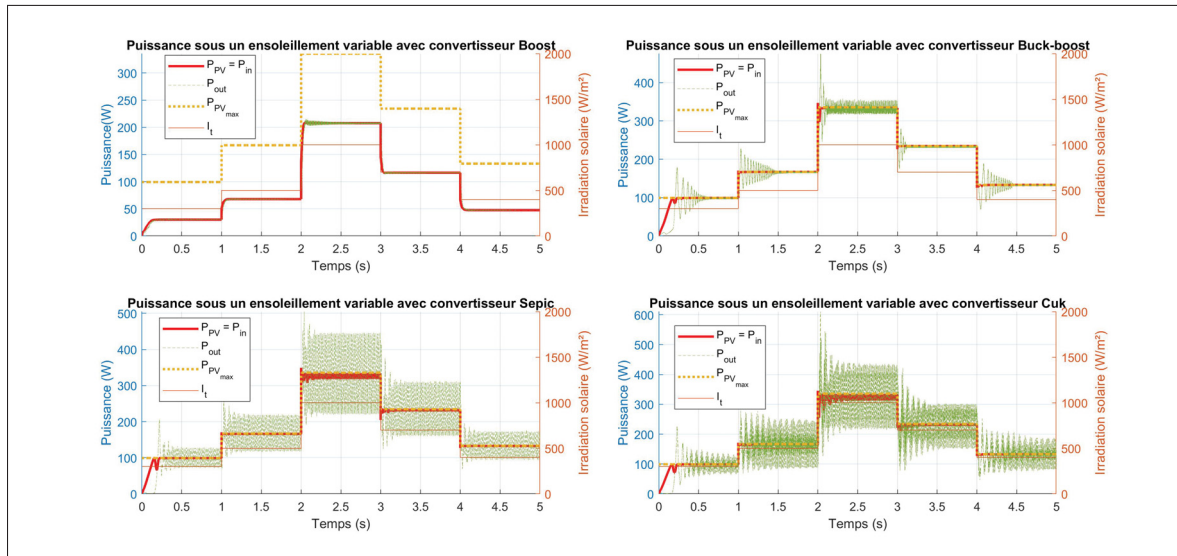


Figure 3.4 Puissance PV des différentes topologies de convertisseur sous ensoleillement variable

Cependant, la figure 3.4 montre qu'il est possible de conclure que tous les convertisseurs présentés, hormis le Boost, sont capables de répondre à la problématique de la recherche du PPM sous différentes irradiances. En réalité, l'incapacité du convertisseur Boost à diminuer la tension est un problème dans la simulation, et il est impossible pour le modèle de converger vers un point de fonctionnement avec le moteur sous une autre irradiation que 1000 W/m^2 .

3.1.3 Couplage et contrôle en courant continu

Maintenant que la performance de la stratégie P&O et le convertisseur Buck-boost ont été expérimenté et considéré, la prochaine ambition est d'étudier les divers couplages en CC avec ces deux éléments. Les analyses pour les six configurations possibles, illustrées à la figure 2.11, se font pour un ensoleillement variable de 300, 500, 1000, 700 et 400 W/m^2 , à respectivement 0, 2, 4, 6 et 8 s (aucun changement de température). La figure 3.5 révèle la tension d'entrée du moteur et sa vitesse, ainsi que la tension PV pour discuter de la réussite ou non du respect des

consignes appliquées. Quant à la figure 3.6, elle présente les puissances PV et utiles (à la sortie du moteur). Chaque figure comporte six graphiques correspondant aux six couplages. Selon la configuration, la tension maximale ou la tension de consigne est représenté pour permettre d'identifier la performance.

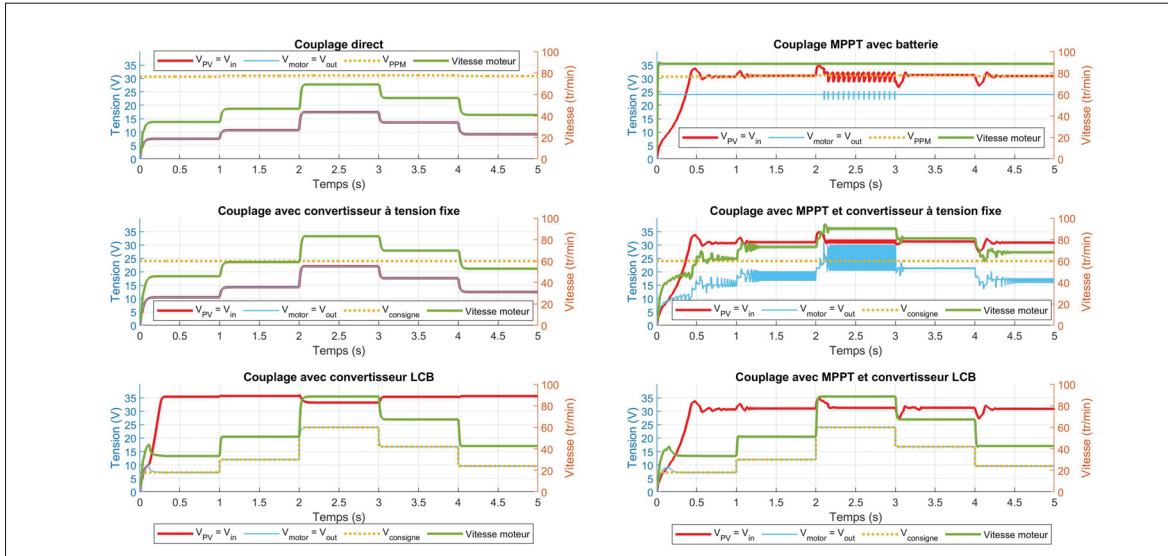


Figure 3.5 Tension et vitesse pour les divers couplages sous ensoleillement variable

Premièrement, les trois couplages comprenant un convertisseur MPPT (à droite) parviennent à exploiter la puissance maximale du panneau PV disponible pour chaque irradiation. Quant aux stratégies sans MPPT (à gauche), elles sont dépendantes du point de fonctionnement dans le système direct et de la consigne en tension pour le couplage avec convertisseur CC-CC. Cependant, la tension de sortie dans le cas de la consigne fixe devrait être constante à 24 V or, elle n'est jamais atteinte. Pourtant, la commande à tension variable (avec ou sans MPPT), qui n'est autre que son homologue avec l'application d'un facteur linéaire, fonctionne parfaitement (exemple : à 1,5 s, $I_T = 500 \text{ W/m}^2$ donc $V_{ref} = \frac{500}{1000} * 24 = 12 \text{ V}$).

En recoupant les résultats des couplages comprenant un convertisseur à tension fixe, celui avec MPPT produit une puissance plus importante et la tension de fonctionnement du moteur est plus proche de la valeur de référence. Elle est d'ailleurs atteinte pour des irradiances de 1000 et 700 W/m² malgré la présence d'oscillations. Dans le cadre de la modélisation, lorsque

la consigne en tension de 24 V n'est pas atteinte, cela signifie que l'effet de survoltage n'est pas suffisamment important (courant trop faible), et se traduit par un manque de puissance. Cette hypothèse est d'ailleurs confirmée par les couplages utilisant la technologie LCB, où la tension de consigne est proportionnelle à la ressource solaire, ce qui permet d'atteindre des valeurs de références plus faibles lors du démarrage du système. Une consigne d'entrée variable selon l'irradiation permettrait donc une meilleure maîtrise du système sur une plus large plage d'ensoleillement dans le but d'augmenter sa durée d'opération.

Du côté de la batterie, la tension de consigne de 24 V est correctement atteinte. Pour réaliser la modélisation, des disjoncteurs permettent d'alterner les transitions d'énergie entre le panneau et la batterie, et, entre la batterie et le moteur. Cependant, lorsque le moteur est déconnecté de la batterie, il doit rester alimenté par un générateur, ce qui explique la présence d'une capacité pour assurer une transmission d'énergie continue. Le problème réside surtout dans le fait qu'aucune gestion d'énergie de batterie a été réalisée de sorte à piloter la profondeur de charge et éviter les décharges profondes. Cela explique que la puissance utile du moteur pour un couplage avec batterie, disponible sur la figure 3.6, soit constante tout au long de la simulation. L'intérêt de cette analyse repose surtout sur le fait de démontrer la similitude de fonctionnement du MPPT entre un couplage avec batterie et un couplage avec une unité de conditionnement d'énergie (convertisseur).

La vitesse de la machine à CC, elle, est directement dépendante de la force contre-électromotrice ($E_{em} = K_{em} * \omega$). Il est donc logique d'observer que les variations de la rotation du moteur sont similaires à celle de sa tension. Dans le cas du couplage à tension fixe, la vitesse s'approche mieux de sa valeur nominale : 90 et 70 *tr/min* contre 70 et 58 *tr/min* sous 1000 et 700 W/m^2 pour le couplage direct, soit une différence de 29 et 21 %. Cependant, les tensions à l'entrée du moteur ne sont pas similaires pour les scénarios avec convertisseurs LCB, l'intérêt de cette technologie est donc bien mis en avant avec une diminution de la vitesse en faible ensoleillement pour permettre une augmentation du couple et assurer un démarrage plus tôt. À noter que la vitesse sous 1000 W/m^2 est bien identique, que ce soit avec un convertisseur à tension fixe ou variable (LCB).

D'autre part, la figure 3.6 démontre que la puissance utile à la sortie du moteur est équivalente pour les deux systèmes avec un convertisseur LCB. Néanmoins, les stratégies avec un convertisseur à tension fixe, qui présente des vitesses supérieures, offrent des puissances utiles plus importantes sous faibles ensoleillements, mais des puissances moins intéressantes lors des fortes irradiations.

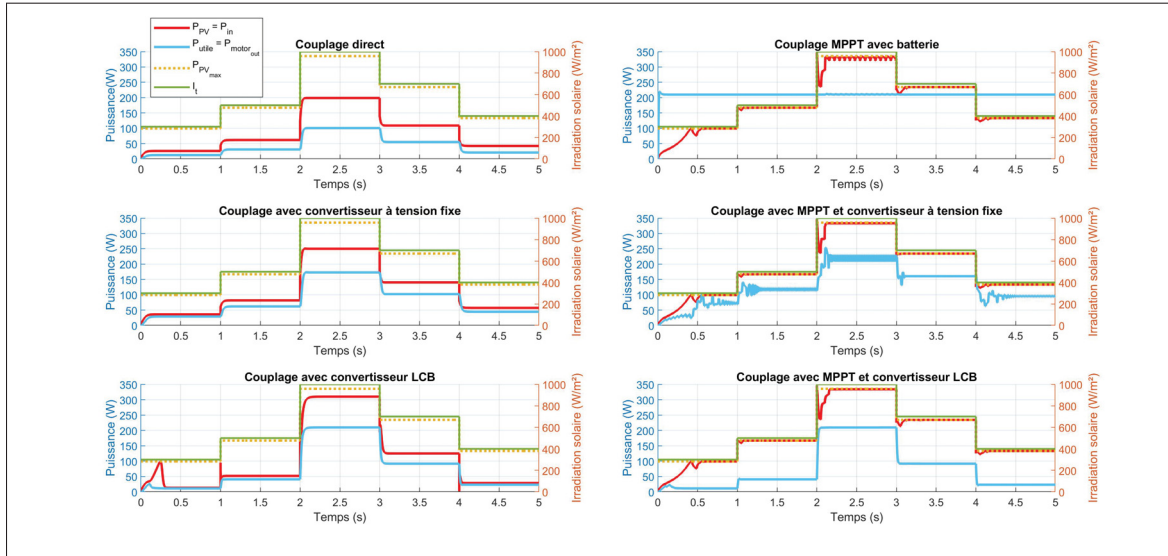


Figure 3.6 Puissance PV et puissance utile pour les divers couplages sous ensoleillement variable

Le rendement nominal du moteur est d'environ 70 % ($= \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{210}{300}$), une valeur, certes un peu faible, mais loin d'être aberrante. Malheureusement, ce rendement reste très dépendant des paramètres intrinsèques d'entrée du moteur (résistance d'induit, constante électromotrice, ...) ce qui représente une vraie limite de la conception du modèle *Simulink* (discuté ultérieurement lors de la section 5.1).

La puissance utile est directement dépendante de la vitesse du moteur, plus elle est rapide, plus la puissance disponible à ses bornes est importante. Comme expliqué précédemment, la vitesse augmente avec la tension, ce qui ne profite pas aux configurations avec un contrôleur LCB dans la modélisation. En faible ensoleillement, les contrôleurs diminuent la tension pour augmenter le courant et la vitesse. Ainsi, la puissance utile devient faible. Le couplage avec MPPT sans convertisseur LCB produit une puissance PV équivalente à son homologue qui comprend la technologie LCB, mais sa puissance utile est supérieure en faible ensoleillement du fait que sa

tension ne soit pas régulée en début de journée. En réalité, la motopompe n'est pas forcément capable de démarrer avec une tension si importante, synonyme d'un couple plus contraignant. L'intérêt du convertisseur LCB, qui est d'augmenter le courant pour opérer à un couple plus faible le matin et donc sur une plus large plage horaire, n'est pas mis en avant ici. Sous 1000 W/m^2 , il est important de retenir que la puissance utile des couplages LCB avec et sans MPPT est finalement la même et reste supérieur par rapport à une solution avec un convertisseur à tension fixe.

La figure 3.7²³ ci-dessous propose un résumé des rendements des différents couplages pour synthétiser les performances. Ces chiffres ne sont pas une généralité et sont soumis aux paramètres d'entrée du moteur et de la matrice PV, mais représente la tendance à retenir²⁴.

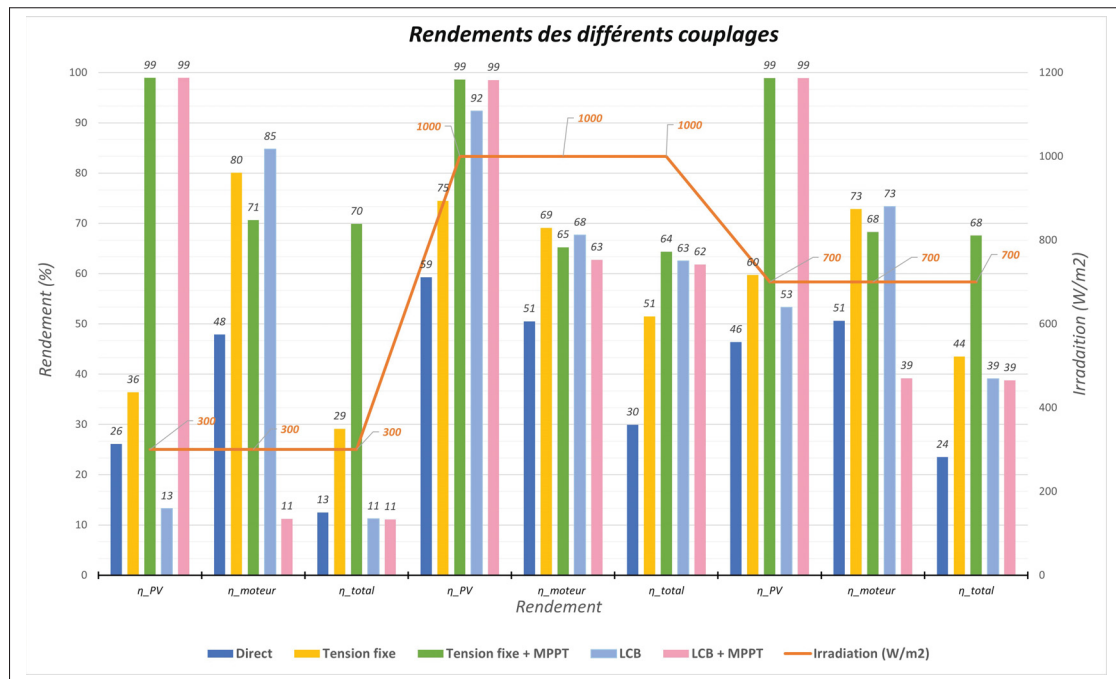


Figure 3.7 Synthèse des rendements pour l'évaluation des performances des différents couplages

²³ Le couplage MPPT avec batterie ne fait pas l'objet de la figure puisque le manque de contrôle sur la profondeur de charge de la batterie ne permet pas de rendre compte de la réalité. Les performances attendues devraient s'approcher du couplage MPPT sans batterie avec convertisseur à tension fixe.

²⁴ $\eta_{PV} = \frac{P_{PVmax}}{P_{PV}}$; $\eta_{moteur} = \frac{P_{outmoteur}}{P_{inmoteur}}$; $\eta_{total} = \eta_{PV} * \eta_{moteur}$

Finalement, même s'il est possible que certains scénarios soient biaisés dans le cadre des faibles ensoleillements, il reste possible de conclure sur les avantages que proposent les différentes stratégies de couplage. La liste suivante propose donc quelques conclusions exhaustives :

- Le couplage direct est la solution la moins performante avec, pour des irradiances de 300, 1000 et 700 W/m^2 , une puissance PV inférieure de 13, 16, et 14% face au couplage avec convertisseur à tension fixe et, 73, 40 et 53% par rapport aux stratégies adoptant un MPPT. Le point de fonctionnement en couplage direct est très dépendant des paramètres du panneau et de la motopompe, ce qui implique que ces différences de puissances sont amenées à varier. Cette configuration implique une optimisation poussée et reste moins performante.
- Le couplage avec convertisseur à tension fixe présente en matinée une puissance utile plus faible que son homologue avec MPPT mais plus importante que le couplage à tension variable. En condition de fort ensoleillement, là où la majorité d'eau est pompée, les puissances PV et utile se rapprochent de celles nominales. Il reste également plus efficace que le couplage direct.
- Le couplage avec convertisseur LCB propose un très bon rendement sous 1000 W/m^2 avec une puissance PV d'un peu plus de 300 W et une puissance utile égale à celle nominale. Néanmoins, la commande linéaire pour faire varier la tension lorsque la ressource solaire est faible, n'est pas adaptée et ni représentative de la réalité.
- Les couplages MPPT développent tous la puissance PV maximale exploitable. Malgré qu'il soit compliqué de conclure à cause des limites du modèle, avec un convertisseur LCB, la technologie MPPT ne semble pas être nécessaire. La puissance utile avec MPPT produit semble être tout de même supérieur face à convertisseur à tension fixe.

3.1.4 Contrôle en courant alternatif

La dernière section concernant les résultats de contrôle du système porte sur les commandes scalaire et vectorielle. Les moteurs asynchrones triphasés requièrent souvent des tensions élevées (230 V) et sont capables de produire des puissances plus importantes. Dans ce cadre-là, 7 panneaux PV sont utilisés et branchés en parallèles. Étant donné que les systèmes en CA requiert à minima un onduleur, un MPPT a été intégré au conditionnement de puissance pour chacune des configurations. L'objectif est de comparer les performances des commandes scalaires et vectorielles avec une consigne fixe et variable (LCB). La valeur de référence pour la consigne correspond à la vitesse nominale du moteur, soit 1420 tr/min . Les simulations se font pour un ensoleillement variable de 300, 500, 1000 et 700 W/m^2 à respectivement 0, 2, 5, 5 et 7, 5 (aucun changement de température). La figure 3.8 présente alors la vitesse du moteur pour chacune des quatre stratégies.

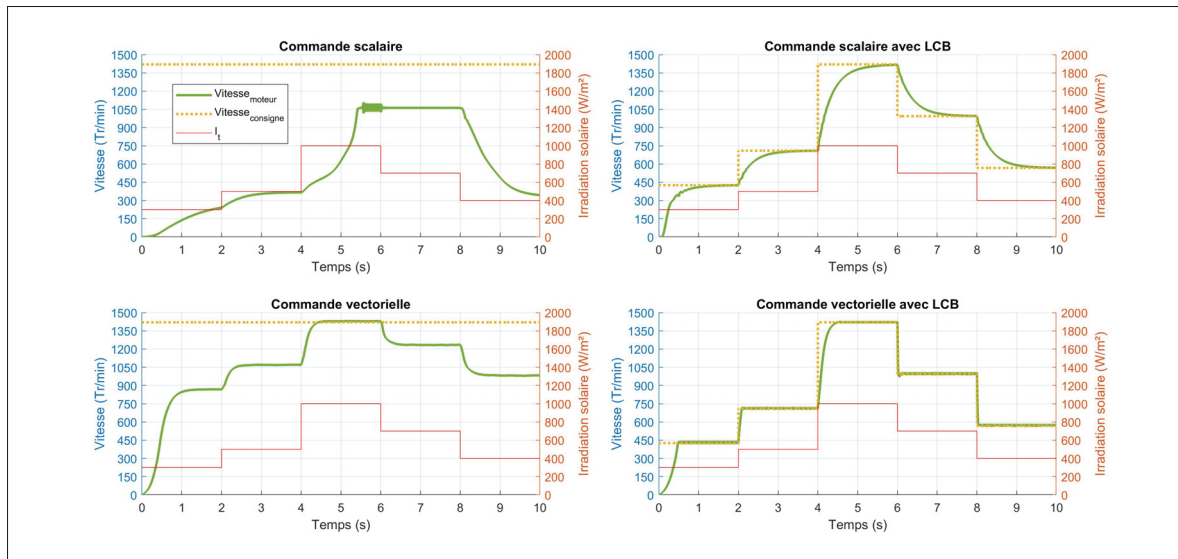


Figure 3.8 Vitesse motrice pour les configurations en CA sous ensoleillement variable

Une fois encore, le contrôle à tension fixe, que ce soit pour la commande scalaire ou vectorielle, est difficilement réalisable en faible ensoleillement. Comme dans les configurations à CC, lorsque la puissance d'entrée est trop faible par rapport à la puissance nominale, la consigne d'atteindre une vitesse nominale en toutes conditions reste compliquée. En revanche, avec une

consigne variable type LCB, les deux commandes répondent aux attentes (exemple : à 4 s, $I_T = 500 \text{ W/m}^2$ donc $\omega_{ref} = \frac{500}{1000} * 1420 = 710 \text{ tr/min}$).

La différence entre les deux commandes est observable en matière de rapidité. Dans les configurations à consigne variable, la vitesse se stabilise à la référence en environ 1 s pour la commande scalaire, contre quelques millisecondes pour le contrôle vectoriel. Même si elles permettent d'obtenir les mêmes valeurs en régime permanent, seule la commande vectorielle permet de contrôler directement le couple et possède donc des meilleures performances dynamiques. D'ailleurs, dans le contexte d'une consigne fixe, la commande scalaire ne permet même pas d'obtenir une vitesse nominale (1420 tr/min) sous 1000 W/m^2 . Cela peut s'expliquer par son manque d'efficacité en mode transitoire, la commande ne stabilise pas sur des temps très court (2 s).

Pour comparer les puissances et rendre plus lisible la figure 3.9, il a été choisi de moyenner les puissances de sorties de l'onduleur et du moteur dû à la présence d'oscillations importantes.

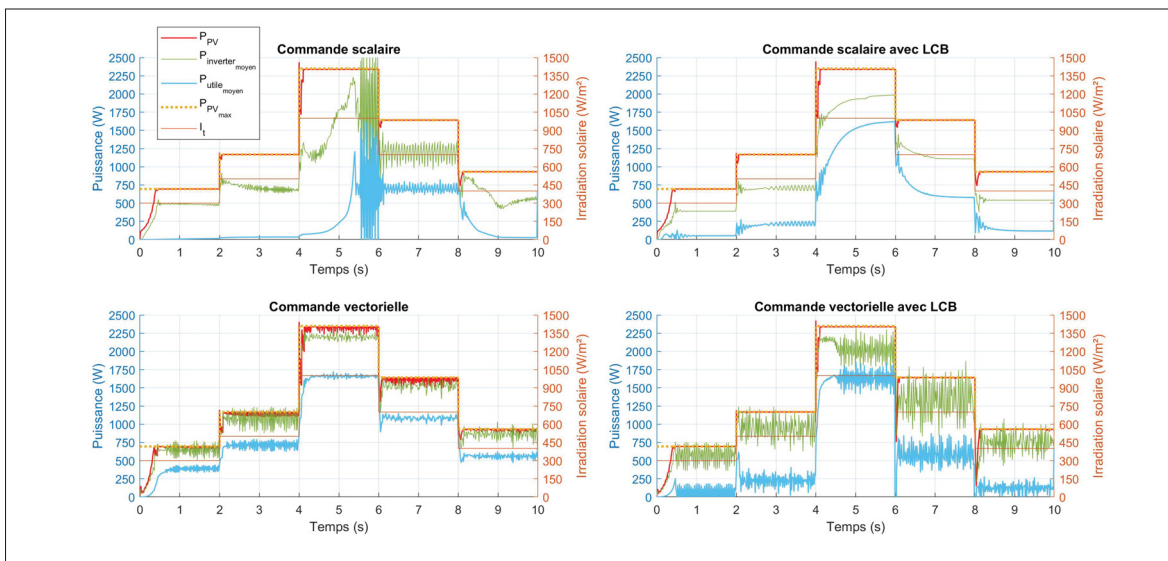


Figure 3.9 Puissance PV et puissance utile pour le système en CA avec commande scalaire LCB et avec commande vectorielle

Tout d'abord, que ce soit en CC ou CA, il est important de spécifier que le dispositif MPPT fonctionne même avec plusieurs modules PV sous toutes les irradiances. La puissance de sortie

du convertisseur (P_{out}), montre qu'il existe bien des pertes dans les convertisseurs (MPPT et onduleur). Elles sont variables selon l'ensoleillement, même il est possible d'estimer que le rendement du conditionnement de puissance s'élève autour de 80 %. En ce qui concerne la puissance utile, la même limite qu'en CC est observée, soit le fait qu'elle reste faible dans le cadre d'une tension variable à faible irradiance, puisque cette puissance est directement dépendante de la vitesse.

De manière générale, cette partie concernant le modèle *Simulink* a permis de montrer les différences de performances des couplages et des commandes, pour des systèmes en CC et CA. Certaines limites du modèle ne permettent pas d'exploiter au maximum certains résultats et seront discutées ultérieurement dans la section 5.1. La prochaine section fait l'objet des résultats obtenus à l'aide de *PVsyst*.

3.2 PVsyst : Dimensionnement et performance

L'objectif avec *PVsyst* est de proposer une analyse d'un système modulable capable de comprendre de 1 à 6 panneaux dans diverses régions du monde. Lorsqu'un panneau est ajouté parallèlement au système, une pompe l'est également (montage en cascade). Comparativement à *Simulink*, la recherche ici se veut plus quantitative, pour être capable d'estimer ce que peut fournir le système dans différents contextes. Pour rappel, l'ensemble des simulations s'effectuent avec un convertisseur MPPT-DC (MPPT avec sortie à tension fixe) sans batterie pour une *PME* égale à 5 %. Un rapport complet est disponible en VII pour mieux visualiser d'où proviennent les résultats (système à 1 panneau sur Montréal pour une autonomie de 3 jours et une HMT de 0,55 bar). Les principales variables d'intérêts sont les suivantes :

- E_{PVSTC} : Énergie nominale du générateur PV (à l'efficacité dans les CST) ;
- E_{MPP} : Énergie disponible au PPM ;
- E_{conv} : Énergie électrique disponible à l'entrée du moteur (soit à la sortie du convertisseur) ;
- E_{pompe} : Énergie électrique consommé par la motopompe ;

- $E_{PV_{unused}}$: Énergie électrique perdu à l'entrée de la motopompe lorsque le réservoir est plein (la motopompe est disjonctée dans ce cas) ;
- E_h : Énergie hydraulique disponible à la sortie de la pompe ;
- *Demande* : la réponse en débit que le système est capable de fournir.

3.2.1 Étude sur la hauteur de chute

La première étude s'intéresse à la variabilité du système en fonction de la hauteur de chute pour une configuration à 1 panneau sur Montréal avec une autonomie de 3 jours. Par hypothèse, les hauteurs entre le sol et la pompe, et entre la pompe et le point de refoulement du réservoir, sont respectivement de 1 m et 1,5 m. La HMT initiale est donc d'environ 0,25 bar. La figure 3.10 présente les résultats obtenus pour une hauteur, entre le niveau de l'eau et celui du sol, de 1 à 5 m avec un pas de 1 m.

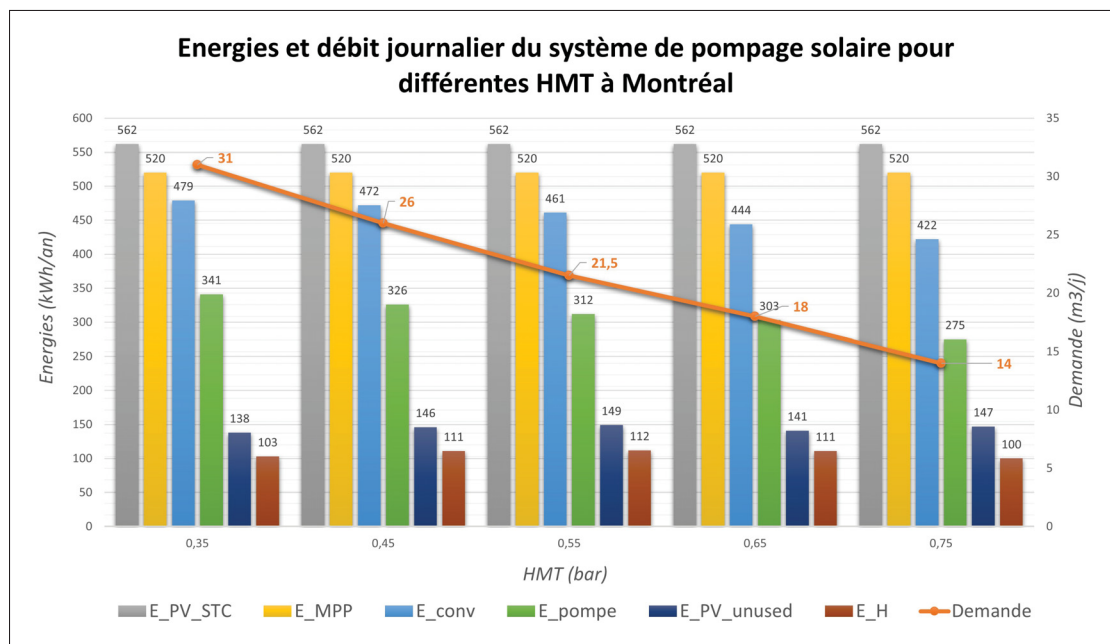


Figure 3.10 Énergies et débit journalier du système de pompage avec 1 panneau à Montréal, pour différentes HMT

La surface PV ne variant pas, les énergies nominales du générateur PV, ainsi que celles disponibles au PPM sont bien similaires pour toutes les HMT. La différence de 42 kWh, soit un

rendement de 92,5 % entre ces deux énergies, s'expliquent notamment par les pertes de chaleur qui augmentent lors des forts ensoleillements, ainsi que les pertes de suivi du PPM. L'énergie disponible entre le PPM et l'entrée moteur diminue légèrement. Il est bon de mentionner que cela correspond à une certaine efficacité constante du convertisseur (perte de 4.42 % d'après le diagramme), mais également à une difficulté de la motopompe centrifuge d'opérer à sa tension nominale lorsque la hauteur de chute augmente.

Malgré des pertes plus importantes, il est intéressant de constater que le rendement de la pompe ($\eta_{pompe} = \frac{E_H}{E_{pompe}}$) 30, 34, 36, 37 et 36 %, augmente jusqu'à une HMT de 0,65 bar. Le comportement de la pompe dépend beaucoup de la HMT et son point de fonctionnement nominal ne concorde pas toujours avec un débit maximum. Un système avec une HMT plus faible possède un plus faible rendement, mais va être capable de fournir un plus grand débit. La puissance nécessaire est effectivement plus faible pour déplacer l'eau d'un point d'aspiration à une altitude plus proche du sol jusqu'à un même point de refoulement (force résistante plus faible, besoin de moins d'énergie pour pomper l'eau). Pour une augmentation de la HMT de 1 m, il est possible d'observer un appauvrissement entre 3,5 et 5 m³/j ce qui est assez significatif. À noter que, l'autonomie étant constante, l'énergie non utilisée est relativement stable. Ceci fait l'objet de la section suivante.

3.2.2 Étude sur l'autonomie du réservoir

Comparativement à la hauteur de chute d'eau qui est une contrainte naturelle, l'autonomie, et donc la taille du réservoir, est un paramètre à fixer. Le contexte de cette étude est similaire à la précédente, hormis le niveau de l'eau qui est fixé à 3 m du niveau du sol (soit une HMT de 0,55 bar en considérant le refoulement). La variable de l'autonomie du réservoir est directement proportionnelle à la demande. Par exemple, pour une exigence de 20 m³/j, une autonomie de 4 jours correspond à un réservoir de 80 m³. Les résultats sont présentés pour une autonomie de 1 à 5 jours à la figure 3.11.

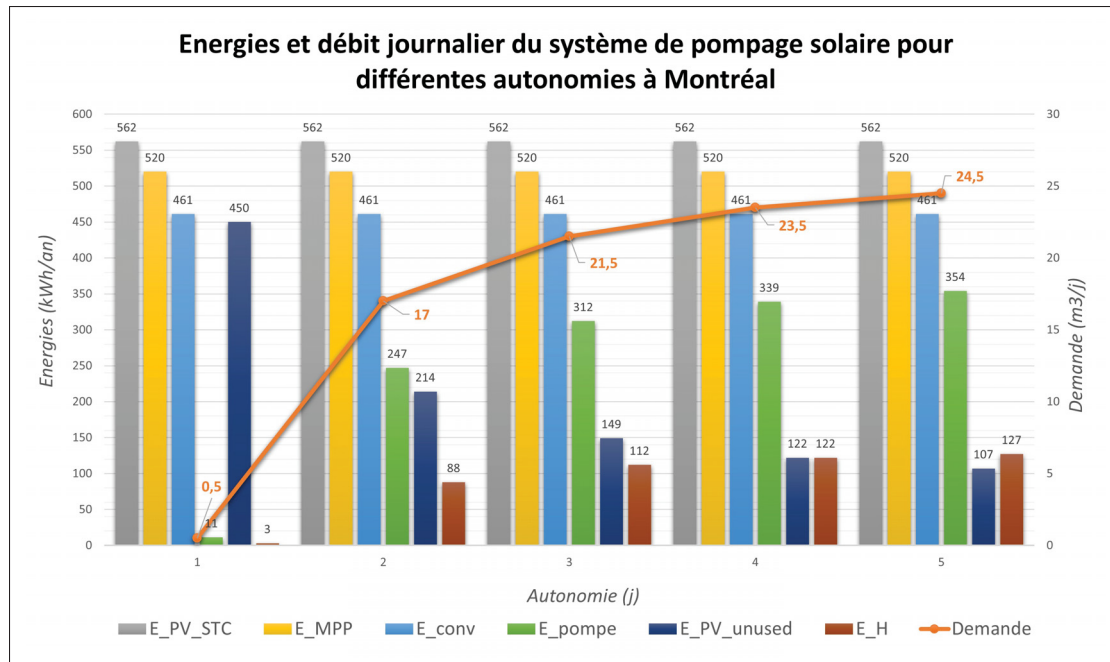


Figure 3.11 Énergies et débit journalier du système de pompage avec 1 panneau à Montréal, pour différentes autonomies

La HMT ne variant pas, l'énergie à l'entrée du moteur est cette fois-ci bien constante. Quant à l'énergie qui parvient à la pompe, elle augmente avec l'autonomie du système. Effectivement, un réservoir plus important va permettre de diminuer l'énergie inutilisée lorsque ce dernier est rempli. Un système avec une autonomie d'un seul jour ne semble pas viable avec une énergie inutilisée correspondant à 97,6 % ($= \frac{E_{PV_{unused}}}{E_{moteur}}$) de l'énergie disponible à l'entrée du moteur ²⁵. Il est d'ailleurs possible de constater qu'à partir d'une autonomie de 2 jours, le rendement de la pompe est de 36 %, contre 23 % pour 1 jour. Pour chaque jour d'autonomie supplémentaire (1 à 2 jours, 2 à 3 jours, etc.), la demande est multipliée par 34, 1, 26, 1, 09 et 1, 04 pour atteindre 17, 21, 5, 23, 5 et 24, 5 m³. Les taux les plus intéressants sont donc ceux entre une autonomie de 1 et 2 jours, et entre 2 et 3 jours.

Lors de l'augmentation de l'autonomie, la demande à laquelle peut subvenir le système n'augmente pas linéairement, et donc la taille du réservoir non plus. Avec 5 jours d'autonomie,

²⁵ La surface PV permet d'obtenir des débits relativement importants, une solution pourrait être de réduire la puissance du système.

la taille du réservoir est très importante et les coûts d'installations également, pour correspondre seulement à une augmentation de la demande de 12% par rapport à une autonomie de 3 jours. Il est d'ailleurs possible de s'apercevoir que sur le graphique 3.11, à partir de 3 jours d'autonomie, l'augmentation de la demande devient de plus en plus faible et va finir par tendre vers une limite. Un intérêt essentiel du réservoir est de diminuer la part d'énergie produite et non utilisée. Sur une analyse du cycle de vie du panneau PV et du projet, c'est une production non exploitée de respectivement 46, 32, 27 et 23 % pour une autonomie respective de 2, 3, 4 et 5 jours. La conclusion de cette étude mène donc à exploiter un réservoir de 3 jours qui semble être un bon compromis entre la demande et l'énergie inutilisée.

3.2.3 Étude du système modulable

L'objectif est maintenant de présenter le caractère modulable du système. Le cadre de l'étude demeure Montréal avec une HMT de 0,55 bar. La figure 3.12 illustre les performances du système, capable de comprendre entre 1 à 6 panneaux.

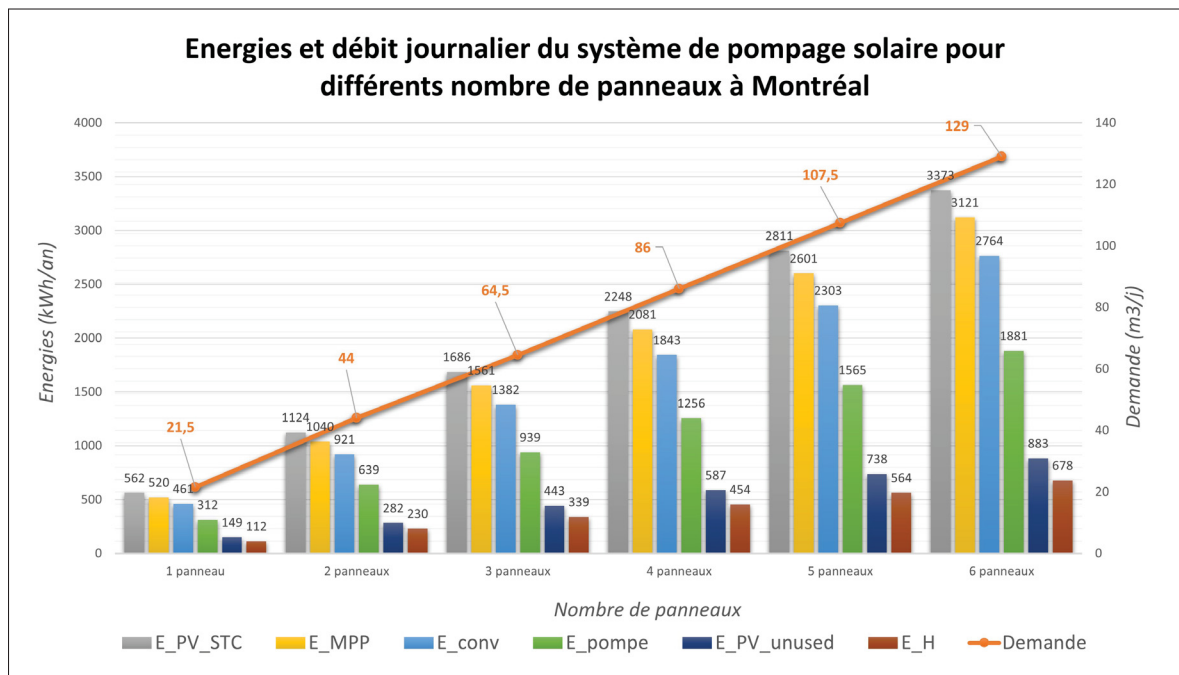


Figure 3.12 Énergies et débit journalier du système de pompage pour 1 à 6 panneaux sur Montréal

Dans un premier temps, il est observable que l'évolution du système est quasiment linéaire. Pour un nombre de panneaux égal à X , les performances sont alors multipliées par X par rapport au système unitaire. Par exemple, l'énergie hydraulique de la configuration avec 4 panneaux est environ quatre fois plus élevée qu'avec 1 panneau ($454/4 = 113,5 \approx 112kWh/an$). Le matériel, que ce soit pour le panneau ou la motopompe, est toujours ajouté en parallèle, ce qui explique ce comportement linéaire. Cette méthode n'est sans doute pas la plus optimale et fera l'objet d'une discussion lors de la section 5.3.

Au vu de la linéarité du système, la figure 3.13 expose bien le fait que les rendements sont alors constants quel que soit le nombre de panneaux inclus dans le système. Les différents rendements sont égaux aux relations suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} \eta_{systeme} = \eta_{PV} * \eta_{convertisseur} * \eta_{relatif_{pompe}} \\ \eta_{systeme} = \frac{E_{MPP}}{E_{PV_{STC}}} * \frac{E_{conv}}{E_{MPP}} * \frac{E_H}{E_{conv}} = \frac{E_H}{E_{PV_{STC}}} \\ Perte_{res_{plein}} = \frac{E_{pompe}}{E_{conv}} \\ \eta_{relatif_{pompe}} = \frac{E_H}{E_{conv}} \end{array} \right. \quad (3.1)$$

Le rendement global du système est de seulement 20 %, ce qui montre que la conversion entre l'énergie PV et hydraulique est soumise à de nombreuses pertes. Elles sont principalement dues au faible rendement de la motopompe (36 %) mais également à l'arrêt du système lorsque le réservoir est plein. La productivité de la pompe dépend uniquement du contexte, il n'est pas réellement possible de l'augmenter. Cependant, si l'énergie à la sortie du convertisseur était exploitée pour autre chose, ou si le système était pourvu d'une deuxième sortie d'eau pour une autre application, le rendement entre l'énergie de sortie du convertisseur et celle consommée par la motopompe serait alors de 100%. L'efficacité globale du système augmenterait alors de 50% :

$$\eta_{systeme} = \eta_{PV} * \eta_{convertisseur} * \eta_{pompe} = 0.93 * 0.89 * 0.36 = 30\% \quad (3.2)$$

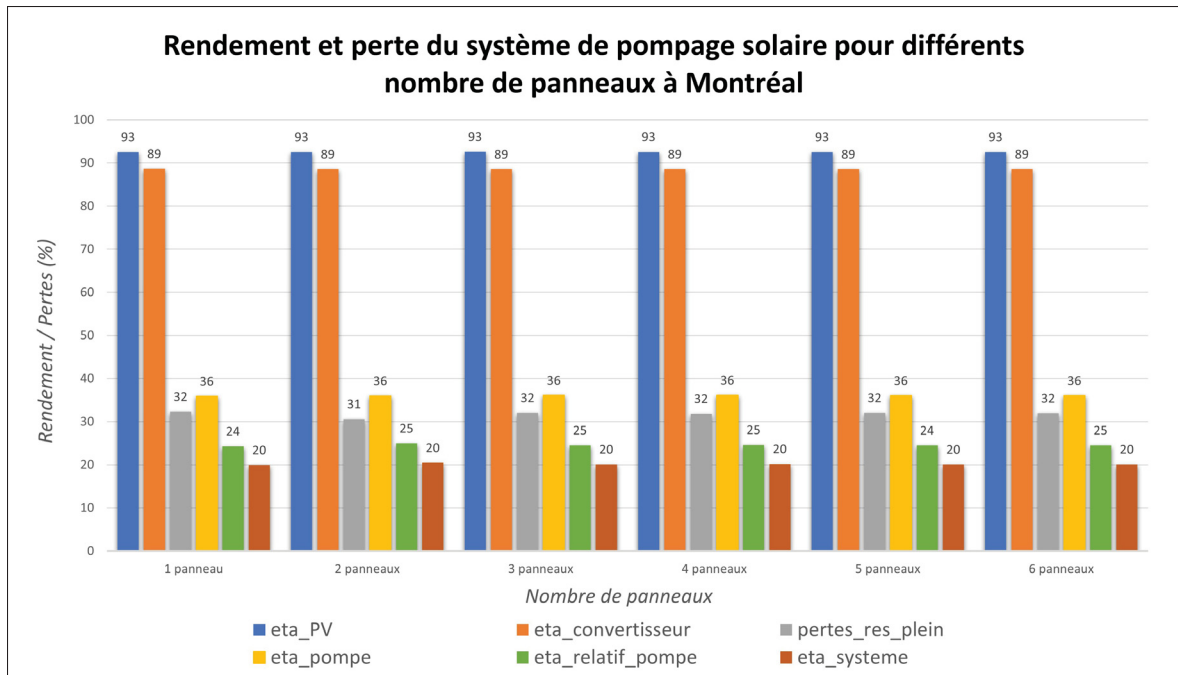


Figure 3.13 Rendements et pertes du système de pompage pour 1 à 6 panneaux sur Montréal W/m²

Le système est donc capable de répondre à une demande de 21, 5, 44, 64, 5, 86, 107 et 129 m³/j et fournir un volume de 7481, 15317, 22449, 29919, 37418 et 44891 m³ sur une année, ce qui correspond bien à une *PME* égal à $5 \pm 0,1\%$. En considérant qu'un système sans MPPT est 30% moins efficace (valeur présente dans la littérature (Richards & Scheferb, 2002)), il pourrait répondre à une demande de 16, 5, 34, 50, 66, 82 et 99 m³/j. Bien évidemment, cela reste très hypothétique. De plus, pour une taille de réservoir similaire, le système sans MPPT permettrait de diminuer l'énergie inutilisée, mais la puissance PV qu'est capable de fournir les modules ne sera pas exploitée à 100 %. Cela aura donc une influence sur la réponse du système. À noter qu'en optimisant le diamètre du tuyau pour minimiser les pertes de charge, les résultats ne montrent pas de perte par friction²⁶ supérieur à 1 %.

²⁶ Frottement qui s'oppose au mouvement entre deux corps en contact : ici, l'eau et la conduite.

3.2.4 Étude sur la localisation et l'inégalité de la demande d'eau

Bien que les travaux aient pour but final l'installation d'un prototype sur la ville de Montréal, la perspective future serait d'exporter ce système vers des lieux où la population locale manque d'eau. L'objectif de cette avant-dernière étude à l'aide de *PVsyst* est donc de présenter le potentiel du projet à l'échelle mondiale, et d'évaluer le nombre de personnes qu'il sera capable d'alimenter. Le tableau 3.1 suivant expose les six localisations sur lesquelles ont été effectuées les simulations, ainsi que la demande unitaire pour une personne selon le contexte. Les consommations d'eau type proviennent du *Centre d'information sur l'eau* (Le centre d'information sur l'eau, 2022) qui recoupe des statistiques de l'*OMS*, d'*Eurostat*, de l'*IFEN* et du *Conseil mondial de l'eau*.

Tableau 3.1 Synthèse de la consommation d'eau et de la ressource solaire dans les différents contextes étudiés

Contexte	Ville	Demande par habitant (L/j)	Irradiation ²⁷ ($kWh/m^2/an$)
Canada	Montréal	250	1674
France	Paris	130	1471
Brésil	Porto Velho	75	2007
Mali	Bamako	15	2425
Inde	New Deli	75	2203
Finlande	Helsinki	160	1166
Survie	Montréal	20	1674
Vivre décemment	Montréal	50	1674
Confort	Montréal	100	1674

En multipliant la demande unitaire par la demande totale que peut fournir le système, il est possible de retrouver le nombre de personnes qui pourra être alimenté. La figure 3.14 synthétise

²⁷ pour des surfaces dont l'inclinaison est optimisée en fonction de la saison. Exemple pour Montréal : 30° les mois d'été (avril à septembre) et 60° les mois d'hiver (octobre à mars)

les résultats afin de mettre en évidence les besoins en eau auxquelles peut répondre le système ²⁸. Il est important de noter que l'échelle de la réponse (à gauche) est logarithmique.

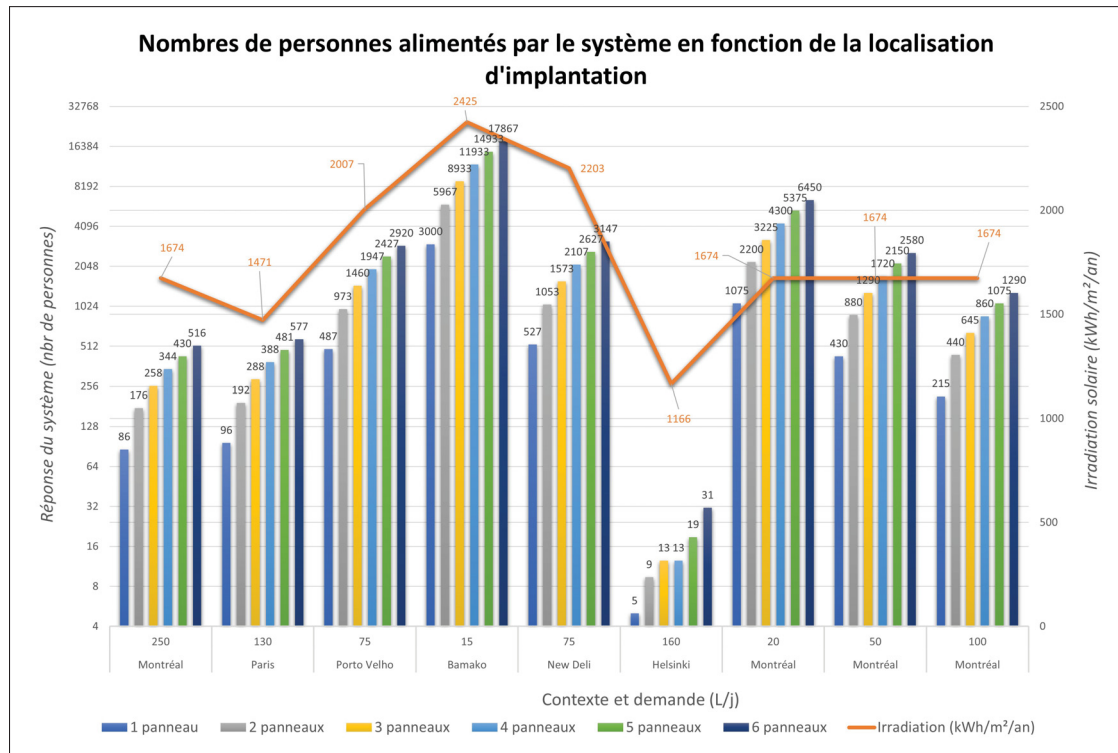


Figure 3.14 Nombre de personnes capable d'être alimentées en eau par le système en fonction de la localisation et du nombre de panneaux

Un premier fait concernant le graphique 3.14 est que le caractère linéaire du système est toujours présent lors de la variation de la localisation. Par exemple, à Paris, 5 panneaux permettront d'alimenter un nombre total de 481 personnes, soit cinq fois plus que la réponse du système à 1 panneau avec 96 personnes. Helsinki fait tout de même exception à la règle. Pour ce cas particulier, avec un ensoleillement aussi pauvre localement, sans augmenter la surface PV, il est difficile de stabiliser la *PME* à 5%. De façon à présenter des résultats concernant ce contexte, il a été choisi d'augmenter l'autonomie du réservoir à 5 jours.

²⁸ Pour visualiser les demandes journalières, un graphique illustrant les débits de sortie sans la conversion avec le nombre de personnes alimentés est disponible en annexe V,V-1 figure

La consommation d'eau à l'échelle mondiale est très inégale. Il est possible de s'en rendre en comparant les données entre le Canada et le Mali. Le nombre de personnes alimentées par un seul panneau à Bamako est de 3000 et de 17 867 pour 6 panneaux. L'irradiation est bien plus élevée au Mali avec $2425 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$, soit 45 % supérieure à celle du Canada (facteur de 1,45). Or, le nombre de personnes alimentées à Bamako est multiplié par 35 comparativement à Montréal. Sous un autre angle, l'ensoleillement à Bamako permettrait au système à 3 panneaux de subvenir aux besoins de 536 canadiens contre 8933 maliens, soit un peu moins de 17 fois plus de personnes.

En comparant la réponse d'un système similaire implanté à Paris et Porto Velho, malgré un ensoleillement supérieur de 36 % à Porto Velho, la station de pompage permettrait de subvenir à 5 fois moins d'habitants à Paris. Le rapport entre, l'augmentation du nombre de personnes alimentées et l'irradiation solaire, est donc de 3,67. Cela montre que, même si la ressource solaire est plus importante en Amérique latine, l'impact d'une consommation raisonnée est presque 4 fois plus influente entre Paris et Porto Velho.

En analysant la réponse du projet à Montréal avec une irradiation constante, et pour quatre types de consommations d'eau différentes, survie (20 L/j), vivre décemment (50 L/j), confort (100 L/j), et classique (250 L/j), il est rapidement identifiable que le système à 1 panneau peut fournir respectivement 1075, 430, 215 et 86 personnes. Effectivement, la survie, le nécessaire et le confort sont des consommations respectivement 12.5 fois, 5 fois et 2,5 fois plus faible par rapport à celle classique.

Au-delà de la consommation d'eau qui diffère selon le pays, il est intéressant de considérer l'évolution des rendements en fonction de la ressource solaire. Ces derniers étant constant entre 1 et 6 panneaux au vu de la linéarité du système, la figure 3.15 illustre les rendements moyens, préalablement présentés lors de la section précédente.

Pour en venir au cas particulier de la Finlande (Helsinki), le problème est clairement distinguable, avec une perte due à la puissance inutilisée de 95 %. L'implantation du système en pays nordique n'est réellement pas viable si l'on souhaite optimiser l'énergie PV exploitable et éviter une part

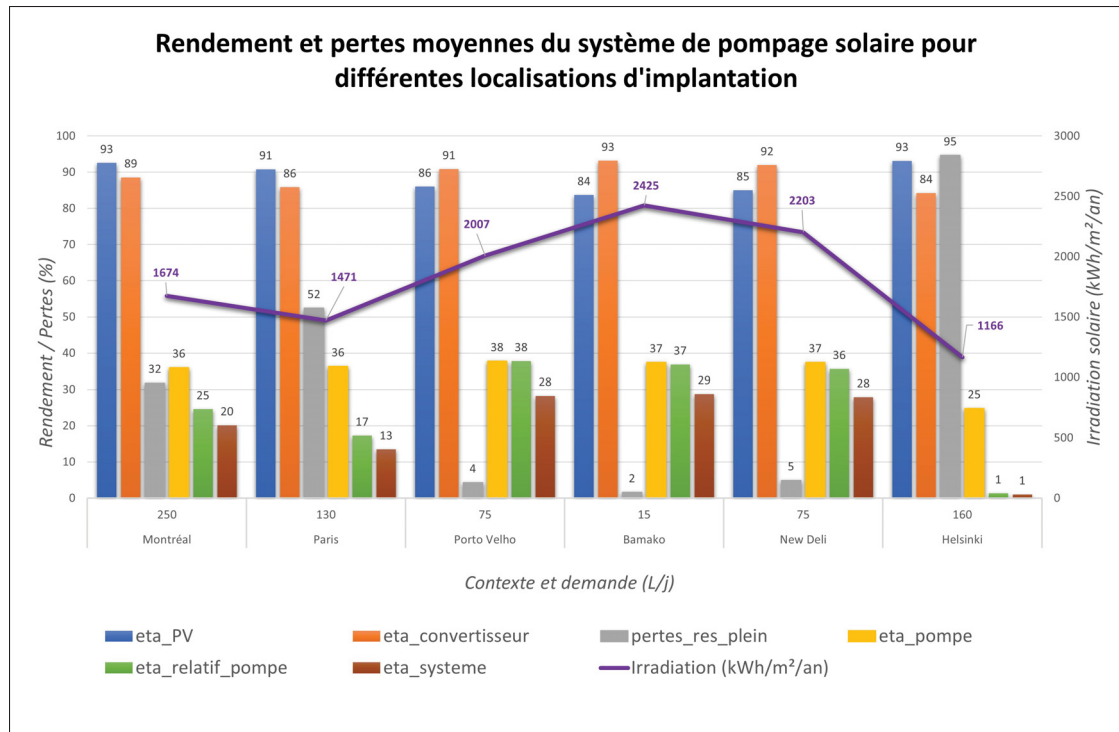


Figure 3.15 Rendements et pertes du système modulable pour différentes localisations

importante d'énergie inutilisée. L'optimisation repose sur l'atteinte d'une *PME* égale à 5 %, quel que soit le contexte. Cela signifie alors que l'ajustement est réalisé sur le mois le plus compromettant (souvent décembre pour l'hémisphère nord). Afin d'installer le système dans ce contexte, il faudrait donc augmenter le nombre de panneaux (sans augmenter la demande désirée) et accepter que certains d'entre eux soient inutiles pour une partie de l'année.

Concernant les pays à latitude moyenne (Canada et France), lors des mois d'hiver, le réservoir va rarement être rempli entièrement. Cependant, l'été, la forte fluctuation de la ressource solaire entre les saisons va se traduire par une énergie inutilisée beaucoup plus importante, car le réservoir se remplit plus rapidement. Ces propos sont bien illustrés en annexe VI, figure VI-1, où la puissance inutilisée est découpée sur les 12 mois de l'année, dans le cas d'un ensoleillement annuel très variable (à Paris) et moins variable (à New Deli). À noter que la demande journalière est considérée constante sur une année pour l'ensemble des études, ce qui en réalité n'est pas

vrai, car la consommation d'eau est plus forte l'été et il est probable de s'attendre à moins de perte que cela.

Cette problématique est moins présente pour les pays proches de l'équateur avec un ensoleillement plus stable tout au long l'année : les pertes à cause du réservoir plein sont, respectivement, de seulement 4, 2, et 5 % pour le Brésil, l'Inde et le Mali. Le rendement global du système se rapproche fortement des 30 % idéaux et démontre un meilleur intérêt pour l'installation du système dans un pays chaud (moins de perte équivaut à une meilleure exploitation du produit). À noter que le rendement du panneau diminue dans ces contextes. Effectivement un meilleur ensoleillement est souvent accompagné d'une augmentation de température et la surface PV va alors libérer plus de perte sous formes de chaleurs.

Cette section met fin à l'analyse des résultats concernant le matériel du banc d'essais. La dernière partie présente une étude indépendante pour étudier les performances entre différents couplages.

3.2.5 Étude indépendante entre un couplage direct et indirect

Afin de réaliser une étude comparative entre un coulage direct et un système avec MPPT, il est nécessaire de sélectionner dans la base de données de *PVsyst* une motopompe dont les caractéristiques électriques sont connues, et de lui associer un panneau PV qui respecte une tension compatible. Le système est donc composé des deux principaux éléments suivants :

- La pompe centrifuge surfacique (à palettes rotatives) *Slowpump 2505-24V* (220 W) ;
- Le panneau solaire *CSIV-260MS* (260 W).

Pour directement vérifier le bon fonctionnement avec plus d'un seul panneau PV, 2 pompes en parallèle sont couplées avec 2 panneaux branchés en parallèle également. La localisation est Montréal et la HMT est fixée à 1 bar. Les 4 variantes simulées pour, analyser deux couplages, mais également deux scénarios possibles, sont décrites dans la liste suivante :

- Couplage direct avec une PME de 5 % pour une autonomie de 3 jours ;
- Couplage MPPT avec une PME de 5 % pour une autonomie de 3 jours ;

- Couplage direct où toute l'eau pompée est considérée utilisée (modélisé sous la forme d'un réservoir avec une très grande capacité, aucune énergie inutilisée);
- Couplage MPPT où toute l'eau pompée est considérée utilisée (modélisé sous la forme d'un réservoir avec une très grande capacité, aucune énergie inutilisée).

La figure 3.16 présente les différentes énergies du système. L'énergie électrique disponible en entrée du moteur (E_{conv}), et l'énergie hydraulique du système (E_H), sont 2,34 supérieur pour un couplage MPPT. Cela implique un volume d'eau pompé 2,36 fois supérieur pour un scénario avec une PME de 5 % contre 2 fois supérieur si aucune énergie n'est perdue pour un réservoir plein. Ici, le potentiel d'un conditionnement de puissance est donc bien démontré.

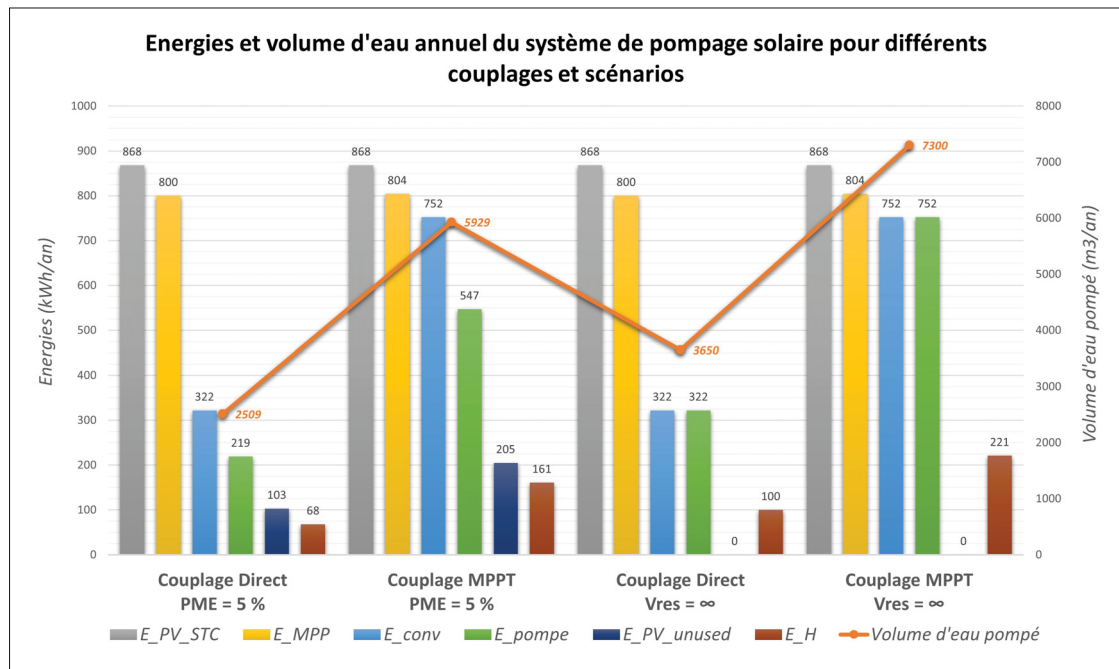


Figure 3.16 Comparaison entre couplage direct et indirect : Rendements et pertes

Cependant, il reste difficile de quantifier et généraliser précisément l'augmentation de la quantité d'eau pompée puisque la matrice PV n'est sûrement pas la plus idéale pour la pompe sélectionnée. Cela désavantage grandement le couplage direct. En contre-partie, il est important de noter que l'énergie PV inutilisée est deux fois inférieure pour le couplage direct.

En s'attardant sur les pertes, la proportion de l'énergie électrique non utilisée ($\frac{E_{conv}-E_{pompe}}{E_{MPPT}}$) est supérieure dans le cas d'un couplage MPPT avec 25 % contre seulement 12 % avec la configuration directe. Effectivement, la surface PV du couplage direct récupère une quantité d'énergie plus faible. Néanmoins, il est ensuite intéressant de constater que, dans le cadre d'un scénario avec une PME de 5 %, la part des pertes dû à un réservoir plein ($100 - \frac{E_{pompe}}{E_{conv}}$) est finalement inférieure avec l'utilisation MPPT, 27 % contre 32 %. Dernièrement, il est possible de remarquer que pour une application où le système ne s'arrête jamais de pomper à cause d'un réservoir plein (diverses utilisations de l'eau possibles), le rendement global du système ($\frac{E_{pompe}}{E_{conv}}$) augmente de 138 % pour un couplage direct (8 à 19 %) et 108 % pour une configuration avec MPPT (12 à 25 %), ce qui n'est pas négligeable.

Cette section met fin à la présentation des résultats qui font l'objet d'une discussion au chapitre 5. Avant cela, le prochain chapitre propose une perspective d'installation d'un banc d'essais de pompage solaire PV, et tente de faire le lien entre la modélisation numérique et les choix pratiques.

CHAPITRE 4

BANC D'ESSAIS : INTÉRÊTS GÉNÉRAUX

L'objectif de ce chapitre est, dans un premier temps, de présenter l'aspect plus pratique du projet avec le choix du matériel pour une éventuelle installation de station de pompage solaire. Lors de la mise en place d'une pompe, il est toujours important de vérifier le phénomène de cavitation, ce qui fera l'objet d'une deuxième partie. Quant à la troisième et dernière section, elle propose une brève analyse sur l'atténuation des émissions de gaz à effets de serres (GES).

4.1 Élaboration de la liste du matériel

Lors de la méthodologie (chapitre 2), à la section 2.2.3.2, une partie du matériel à déjà été préalablement sélectionné. Sans réel demande en entrée, les seules contraintes de l'installation sont le lieu, Montréal, et le type de source d'eau, une rivière ou un lac qui correspond à un pompage surfacique. La liste suivante présente les cinq éléments principaux en expliquant les critères de sélection qui pourront être réutilisés lors de futures applications. De plus, elle s'attarde sur le choix du couplage utilisé à la suite des différents résultats obtenus :

- **CS1H-335MS Silicium-monocristallin (CanadianSolar) :**

Initialement, le choix du panneau s'est orienté sur la technologie monocristalline, plus performante. Le coût est un plus élevé, mais la part d'investissement dans la surface PV est minime par rapport à celle de la pompe ou du circuit hydraulique (réservoir et tuyauterie). Avec un objectif de couvrir une large gamme de puissance, un panneau de 335 W semble être une bonne option. Enfin, le dernier critère, et sûrement le plus important, réside sur le bon appareillage entre le panneau et la pompe en essayant de faire correspondre les caractéristiques électriques (intensité, tension et puissance maximale) dans l'optique d'obtenir de meilleures performances.

- **Surf DC Centrifugal 7322-24V (DANKOFF) :**

Que ce soit pour la partie motrice, mais aussi bien pour la pompe, le premier facteur de choix

pour la pompe est le type de technologie employée. Le contexte du pompage surfacique va favoriser une pompe centrifuge, moins cher, et qui concurrence bien le rendement de la pompe volumétrique à faible hauteur d'eau. Une fois encore, la HMT maximale étant de 1,2 *bar*, les puissances nécessaires ne se compte pas en dizaine de *kW*. Les moteurs CC permettent d'obtenir des débits conséquents de l'ordre du m^3/h . De plus, la tension d'opération reste souvent de l'ordre de 12 à 24 *V*, ce qui favorise le choix d'une pompe CC qui ne requiert pas d'onduleur. Finalement, la sélection s'est portée vers une pompe Suncentric de chez *Dankoff* qui correspondait bien à la HMT d'opération. Ce fournisseur produit des pompes pour les applications solaires qui sont non seulement capables de bien s'adapter aux fluctuations de comportement d'un module PV (dû aux variations d'ensoleillement), mais dont la durée d'opération est optimale en vue de l'utilisation journalière tout au long de l'année.

- **Contrôleur de pompe solaire LCB (UPNE-TECH) :**

Concernant le contrôle du système, un des objectifs principaux des travaux présentés ici était de pouvoir justifier l'adoption d'un couplage ou d'un autre. Les résultats sur *Simulink* ont pu montrer que les stratégies MPPT sont effectivement plus efficaces. Cependant, dans la réalité, les systèmes de régulation MPPT sans batterie, que soit pour une sortie en tension fixe ou variable, sont souvent directement intégrés dans la motopompe. *Grundfos (SQFLEX)* ou *LORENTZ* sont des fabricants de pompe solaire CC et CA, avec des régulateurs MPPT, qui proposent ce type de projet, mais à des coûts assez élevés et souvent compatibles avec leurs propres pompes uniquement.

Dans l'optique de diminuer le nombre de composants et proposer un système qui minimise le besoin de maintenance et de remplacement, la stratégie avec batterie est éliminée. Le choix se porte donc sur un contrôleur LCB qui présente de très bonnes performances proches de la régulation MPPT lors de fortes irradiances. Même si les rendements semblent faibles quand la ressource solaire est moindre, la simulation *Simulink* ne permet pas d'exploiter le potentiel de cette stratégie et sera discuté ultérieurement dans le prochain chapitre.

Même si une pompe solaire est capable de fonctionner sur une plage importante de tension, il est non seulement important de contrôler sa vitesse pour opérer plus tôt et plus tard sur une journée, mais également de favoriser une opération souple et de prolonger sa durée de vie. Une motopompe qui ne fonctionne pas à ses performances maximales va générer plus rapidement de la fatigue et des pertes d'efficacité. Ce choix est un peu plus onéreux qu'un simple convertisseur CC-CC à tension fixe, mais reste abordable et est prometteur (presque aussi efficace qu'un système avec MPPT d'après Richards & Scheferb (2002)).

Finalement, le choix s'est dans un premier temps tourné vers le contrôleur LCB *DSP 200* de chez *DANKOFF* pour assurer une bonne continuité avec la pompe. Cependant, lors du projet, le fabricant n'était plus capable de fournir ce dispositif à cause d'une pénurie dans les semi-conducteurs. Une solution alternative a été trouvée chez *UPNE-TECH*, avec un contrôleur LCB low-cost qui s'inscrit bien dans l'idéologie du projet.

- **Structure (DPW) :**

Pour la structure, il a été choisi de se tourner vers un support préfabriqué de chez *DWP solar Preformed*. Très résistante, elle est construite en acier et en aluminium de forte épaisseur. Son premier avantage est d'être conçue spécifiquement pour un type de module (type G dans le cas présent, ce qui correspond bien à un panneau $1m \times 1,7m$), ce qui permet une simplification lors du montage, mais surtout de pouvoir réduire le nombre de pièces nécessaires. Le deuxième intérêt de cette structure est de pouvoir régler manuellement l'inclinaison entre 15° et 65° , afin de réaliser l'ajustement saisonnier du système. Dans une perspective d'exportation, cela est également intéressant pour pouvoir implanter le système à diverses latitudes. À noter que la structure sélectionnée permet d'accueillir un seul panneau, suffisant pour le banc d'essais, mais il est possible de choisir le même produit avec une surface plus grande pour porter 6 panneaux.

- **Réservoir (locale) :**

Dans le but de minimiser les coûts d'installation d'un réservoir de taille correspondant à

l'autonomie réelle du système, six petits réservoirs de 1 m^3 d'une entreprise locale seront utilisés.

Ces cinq éléments forment alors le corps principal du système. À cela vient s'ajouter les câblages électriques et les éléments du circuit hydraulique (tuyauterie et raccord par exemple) disponible en annexe X, figures X-2 et X-3. Sans vouloir rentrer dans des détails fastidieux, la liste suivante fait rapidement le point sur les aspects pratiques importants :

- Un adaptateur est nécessaire pour connecter ensemble, le panneau et le contrôleur ;
- La section des câbles électriques doit être suffisante pour assurer le passage du courant maximal du système (des abaques sont disponibles dans les instructions d'installation de la pompe pour guider ce choix) tout en respectant la section maximale d'entrée du convertisseur électronique ;
- L'utilisation d'un *float switch* (interrupteur flottant), dispositif électrique placé dans le réservoir et connecté au convertisseur, va permettre d'envoyer les informations nécessaires pour disjoncter la pompe du panneau lorsque le réservoir est plein ²⁹. C'est également l'avantage du convertisseur LCB sélectionné qui va permettre d'assurer cette sécurité ;
- La conduite doit respecter un certain diamètre pour éviter le phénomène de cavitation. Si le diamètre de sortie ou d'entrée de la pompe est différent de celui de la conduite (comme c'est le cas ici avec respectivement 1", 1 1/4", 3") des raccords hydrauliques sont nécessaires.
- L'utilisation de conduite en polyéthylène est favorable puisqu'il ne se dissout pas et ne se gonfle pas facilement dans la plupart des solvants courants. Ce matériau plastique hydrocarboné offre donc une bonne résistance à l'abrasion, à la corrosion, et aux chocs tout en étant léger et peu onéreux.

²⁹ Dans le cadre d'une utilisation à plusieurs réservoirs, il faut placer le *float switch* dans le dernier qui sera rempli

4.2 Phénomène de Cavitation

Avant la mise en installation du système, un des enjeux d'une station de pompage, est d'estimer le débit maximal de la pompe pour éviter la cavitation dans le circuit hydraulique. Ce phénomène correspond à la formation de poches ou de bulles de vapeur au sein d'un milieu liquide initialement homogène soumis à une dépression. Lorsque ce phénomène devient important, la pression peut devenir inférieure à la pression de vapeur saturante ³⁰, et une bulle de vapeur est alors susceptible de se former. Cela va engendrer une perte de rendement, une détérioration des équipements hydrauliques et endommager le corps de pompe.

La méthode consiste à déterminer le *NPSH* (Net Positive Suction Head, ou Hauteur d'Aspiration Positive Nette en français), soit la différence entre la pression absolue totale du liquide et la pression de vapeur saturante. Il permet donc de quantifier la hauteur manométrique d'aspiration disponible pour éviter la vaporisation au niveau le plus bas de la pression dans la pompe. Le *NPSH* disponible (*NPSH_d*) est homogène à une longueur (souvent mesuré en mètres colonne de fluide) est défini par la relation suivante :

$$NPSHd = \frac{p_0 - P_v}{\rho g} + H_a - (H_{crasp} + H_{csasp}) \quad (4.1)$$

Si le liquide n'est soumis qu'à l'accélération de la pesanteur, il suffit de s'assurer que sa pression ne descende pas sous la valeur de la pression saturante, soit que le *NPSH* reste positif en tout point. Par contre, lorsque le fluide est accéléré (dans une pompe notamment), une dépression supplémentaire est créée : il s'agit du *NPSH* requis (*NPSH_r*) qui est donné par le fabricant de la pompe en fonction du débit. Pour éviter le risque de cavitation, le *NPSH_d* du circuit doit être supérieur au *NPSH_r* de la pompe. Ce dernier est déterminé par la différence entre la HMT maximale possible (12m dans notre contexte) et la HMT d'opération de la pompe donnée pour un

³⁰ Pression à laquelle la phase gazeuse d'une substance est en équilibre avec sa phase liquide ou solide à une température donnée dans un système fermé

certain débit (la caractéristique de la HMT en fonction du débit est donnée par le constructeur) :

$$NPSHd > NPSHr = HMT_{max_{pompe}} - HMT_{operation} > 0 \quad (4.2)$$

Pour s'assurer que $NPSHd$ est bien supérieur au $NPSHr$ il faut alors évaluer les pertes de charges. La méthode est développée ci-dessous :

- H_{cr} : Perte de charge régulière, causées par le frottement intérieur qui se produit dans les liquides en raison de leur viscosité. Elles s'expriment de la manière suivante :

$$H_{cr} = \lambda \frac{v^2}{2g} \frac{L_c}{D_c} \quad (4.3)$$

Le coefficient de perte de charge linéaire λ , dépend du nombre de Reynolds Re et du type d'écoulement.

- Nombre de Reynolds

$$Re = \frac{v * D_c}{\nu} = \frac{Q * D_c}{S_c * \nu} \quad (4.4)$$

Avec, ν la viscosité cinématique, S_c la section de la conduite et D_c le diamètre intérieur de la conduite

- Écoulement laminaire (le fluide s'écoule plus ou moins dans la même direction)

$$\begin{cases} Re < 2000 \\ \lambda = \frac{64}{Re} \end{cases} \quad (4.5)$$

- Écoulement turbulent (le fluide s'écoule de manière très désordonnée avec un caractère tourbillonnant)

$$\begin{cases} Re > 3000 \\ \lambda = 0,316 * Re^{-0,25} \end{cases} \quad (4.6)$$

- H_{cs} : Perte de charge singulière, due à la présence d'une singularité dans l'écoulement. Cela peut correspondre à un changement brusque de diamètre de la conduite, à la présence de

coude, de diaphragme, etc. Ces pertes sont proportionnelles au carré de la vitesse moyenne de l'écoulement. Le coefficient K_{ps} est appelé coefficient de perte de charge singulière et permet de déterminer les pertes singulières :

$$H_{cs} = K_{ps} \frac{\rho v^2}{2} = K_{ps} \frac{\rho * Q^2}{2S_c^2} \quad (4.7)$$

La plage de débit de la pompe choisit s'étend de $2,4 \text{ m}^3/\text{h}$ à $8,1 \text{ m}^3/\text{h}$ pour des HMT respectives de 12 mCE et 1 mCE . L'objectif est alors de tracer le $NPSH_d$ et le $NPSH_r$ entre ces limites, et de vérifier la condition de l'équation 4.2. Le tableau 4.1 et la figure 4.1 suivante exposent respectivement les données utilisées (qui correspondent bien au système présenté à la section précédente) et les résultats obtenus :

Tableau 4.1 Paramètres utilisés pour évaluer le phénomène de cavitation

Paramètre	Symbole	Valeur	Unité
Viscosité cinétique (de l'eau à 25°)	ν_{eau}	$1,01 * 10^{-6}$	$\text{m}^2.\text{s}^{-1}$
Section de la conduite	S_c	$2,29 * 10^{-3}$	m^2
Hauteur de la conduite d'aspiration	H_a	3	m
Longueur de la conduite d'aspiration	L_c	3	m
Diamètre de la conduite d'aspiration	D_c	$61,4 * 10^{-3}$	m
Coefficient perte de charge singulière	K_{ps}	20	s.d
Pression atmosphérique	p_{atm}	101325	Pa
Pression de vapeur saturante (de l'eau à 25°)	p_0	2300	Pa
Densité (de l'eau à 25°)	ρ_{eau}	997	$\text{kg}.\text{m}^{-3}$
Accélération de la pesanteur	g	9,81	$\text{m}.\text{s}^{-2}$

L'intersection entre le $NPSH_d$ et le $NPSH_r$ représente alors le débit maximal que peut supporter la pompe avant la cavitation du circuit, soit ici un débit $6,5 \text{ m}^3/\text{h}$. Avec un débit de $21,5 \text{ m}^3/\text{j}$ d'après les résultats de la figure 3.13, il ne devrait donc pas avoir de cavitation, le débit horaire maximal étant égale à 30% du débit journalier. Il est important de noter que le diamètre intérieur

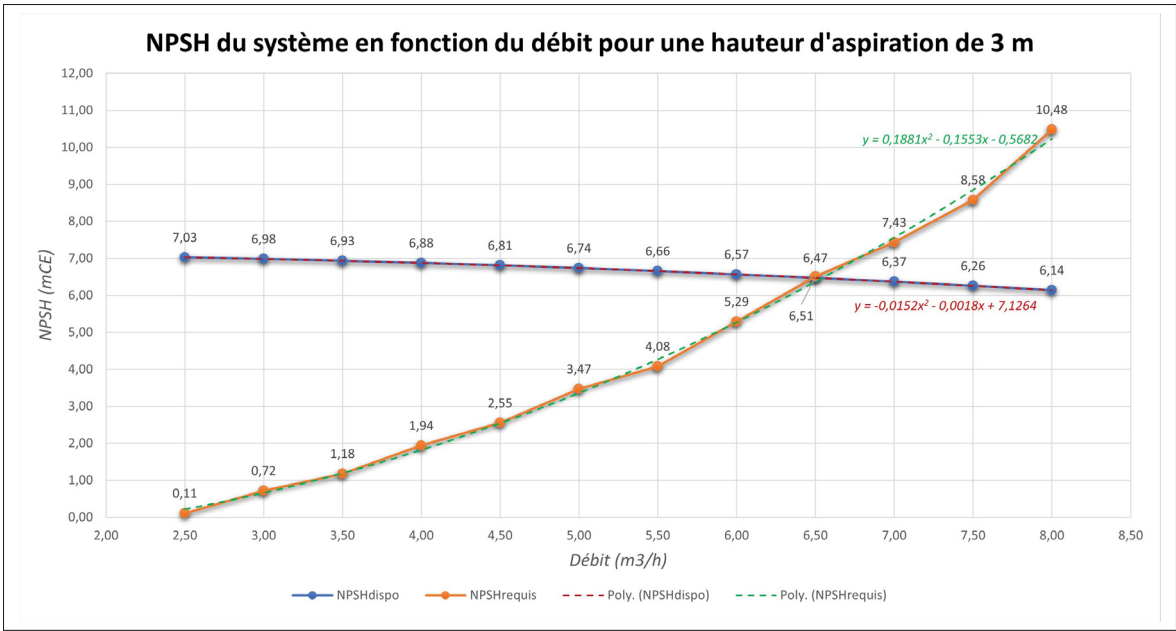


Figure 4.1 Mise en évidence du phénomène de cavitation de la pompe
SunCentric 7322 pour une hauteur d'aspiration de 3 m

de la conduite influence la cavitation (équation 4.3 et 4.7) en augmentant les pertes de charges lorsqu'il diminue. Une demande de débit plus importante requiert alors une section de conduite plus importante.

Dernièrement, en réalisant une variation de la hauteur d'aspiration (et donc la longueur de conduite également), il est possible de retrouver le débit maximal que le système peut supporter avant d'endommager le corps de pompe. À titre informatif, le tableau 4.2 suivant présente alors les résultats pour quelques hauteurs d'aspirations.

Lorsque la hauteur entre le niveau de l'eau et celui de la pompe augmente, le débit maximal avant cavitation est évidemment plus faible. La pression étant plus importante, elle devient plus rapidement inférieure à la pression de vapeur saturante, ce qui confirme la cohérence des résultats.

Tableau 4.2 Débit maximum du système avant cavitation pour différentes hauteurs d'aspirations

Hauteur d'aspiration (<i>m</i>)	Débit maximum avant cavitation (<i>m³/h</i>)
1	7,3
2	6,9
3	6,5
4	6,1
5	5,7

4.3 Analyse comparative sur les émissions de GES entre une pompe solaire et une diesel

Maintenant que le risque de cavitation a été évalué, un des enjeux majeurs d'un SPESPV est l'utilisation de la technologie PV qui exploite la ressource solaire pour réduire l'empreinte écologique. Le but de cette section est de présenter une méthode pour déterminer l'atténuation des émissions de CO_2eq grâce à la mise en place d'une pompe solaire contre une pompe diesel. L'analyse est grandement basée sur les travaux de Kumar & Kandpal (2007).

La démarche consiste à estimer l'atténuation et le volume de diesel unitaire (en $kgCO_2eq/kWh$ et L/kWh) pour ensuite multiplier par l'énergie consommée pour obtenir l'atténuation et le volume de diesel total évité par le SPESPV. Premièrement, un facteur de consommation spécifique, qui exprime le rendement énergétique du combustible dans l'application d'un moteur, est utilisé afin de déterminer le volume de diesel nécessaire pour produire 1 kWh :

$$Vol_{deg} [L/kWh] = \frac{CS_d}{\eta_d * \rho_d} \quad (4.8)$$

Ensuite, le facteur d'émissions de CO_2 est évalué à l'aide du PCI du diesel, de son facteur d'émission carbone, ainsi qu'un coefficient représentant la fraction de carbone oxydé lors de la combustion :

$$FE_d [kgCO_2eq/L] = FEC_d * FCO_d * PCI_d * \frac{44}{12} \quad (4.9)$$

Enfin, en ne considérant pas les coûts écologiques de fabrication du système PV ou diesel, l'atténuation d'émission est la multiplication du volume unitaire par le facteur d'émissions de CO₂. Un facteur de correction est tout de même appliqué pour représenter l'énergie nécessaire du processus d'extraction du diesel :

$$AGCE[kgCO_2eq/kWh] = FE_d * Vol_{deq} * (1 + f_d) \quad (4.10)$$

Le tableau 4.3 suivant expose les paramètres utilisés, ainsi que les résultats obtenus pour les valeurs unitaires. Il est important de remarquer que la différence du facteur d'émissions de

Tableau 4.3 Paramètres de l'analyse des émissions GES

Paramètre	Symbole	Valeur	Unité
Consommation spécifique de diesel dans un moteur	CS_d	0,33	$kg.kWh^{-1}$
Densité du diesel	ρ_d	0,835	$kgCO_2eq.MJ^{-1}$
Rendement de la motopompe diesel	η_d	0,4	$kg.L^{-1}$
Facteur d'émission de carbone du diesel	FEC_d	0,0202	$kgCO_2eq.MJ^{-1}$
Fraction de carbone oxydée lors de la combustion du diesel	FCO_d	0,92	$kgCO_2eq.MJ^{-1}$
Besoin en énergie de transformation du diesel	f_d	0,2	$s.d$
Volume de diesel sauvé par l'utilisation PV	Vol_{deq}	0,988	$L.kWh^{-1}$
Facteur d'émissions de CO₂eq du diesel	FE_d	2,610	$kgCO_2eq.L^{-1}$
Atténuation globale d'émissions de CO₂	$AGEC$	3,094	$kgCO_2eq.kWh^{-1}$

CO₂eq du diesel entre celui calculé et les données de Transition Énergétique Québec (2019) ($FE_d = 2.790 kgCO_2eq.L^{-1}$) est de 6 %. Cela démontre une cohérence dans les résultats. La figure 4.2 suivante présente donc l'atténuation du volume de diesel utilisé, ainsi que les émissions de CO₂eq évités par le système à 1 panneau (caractère linéaire si plusieurs panneaux) dans différents contextes.

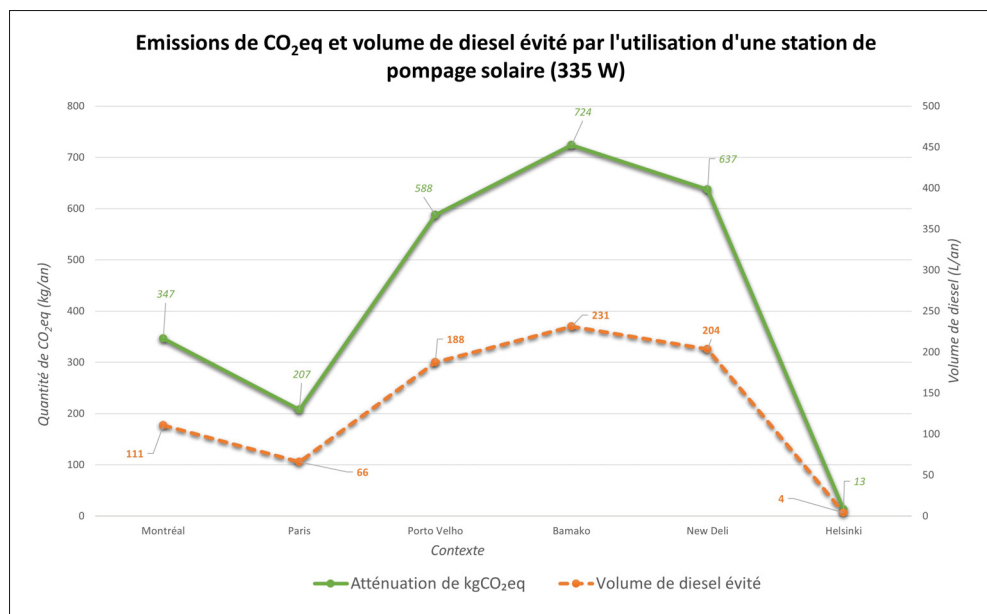


Figure 4.2 Mise en évidence de l'intérêt écologique d'une station de pompage solaire à travers l'atténuation d'émissions de CO_2eq

L'intérêt d'une station pompage n'est donc pas seulement l'autonomie en termes de matière première, mais de s'inscrire dans une démarche durable avec, une émission de $347 \text{ kgCO}_2\text{eq/an}$ évité, et 111 L/an de diesel économisé dans le contexte de Montréal. Évidemment, avec une ressource solaire plus présente comme au Mali ou au Brésil, l'énergie à la pompe est plus importante, et ce serait donc 2,09 et 1,69 fois plus d'émissions de CO_2eq et de diesel économisé par an par rapport à Montréal. Cependant, cette étude préliminaire ne prend pas en compte la fabrication et le recyclage des composants. Une étude plus poussée pourrait compléter cette première analyse.

Dernièrement, à titre comparatif, 111 L de diesel est l'équivalent de 1586 ou 1388 km pour une consommation moyenne de 7 ou 8 $\text{L}/100\text{km}$ d'une voiture diesel. Cette illustration met en évidence deux propos :

- Pour un utilisateur commun, cette distance annuelle est faible et montre que donner accès à l'eau pour des communautés isolées repose essentiellement sur de la volonté.
- En décuplant le nombre de modules PV et de systèmes installés, l'impact sur l'autonomie vis-à-vis du combustible est non négligeable.

CHAPITRE 5

DISCUSSION

Les moyens utilisés et les résultats obtenus dans les chapitres 2 et 3 sont discutés et mis en perspective dans ce court chapitre. La première partie traite de la conception du système sous *Simulink*, tandis que la deuxième débat sur les simulations *PVsyst*, et notamment des problèmes liés à la modélisation numérique des pompes. Une dernière section commente les aspects globaux du système de pompage solaire surfacique.

5.1 Modèle Simulink

L'ensemble des simulations a été réalisé en mode discret et non continu. Les changements d'état du système sont donc une suite d'événements, qui ne prennent en compte que des informations à des instants précis, définis périodiquement par un pas de temps. La valeur d'échantillonnage utilisée est de $10^{-5}s$. Cette discrétisation est donc une approximation du système continu, mais elle permet de réduire les temps de simulations qui sont souvent longs.

La plateforme *Simulink* est intéressante pour la simulation dynamique d'un système (linéaire ou non), mais d'après les résultats de la section 3.1, le modèle construit ne semble pas suffisamment mature. Le principal avantage de ce dernier réside dans la capacité d'évaluer la performance des contrôles (stabilité, rapidité, etc), et d'évaluer approximativement les puissances utiles pour les comparer d'un couplage à un autre.

Cependant, lors de la conception, il faut établir certains paramètres intrinsèques notamment pour le moteur (constante électromotrice, résistance d'armature, etc) et pour le convertisseur. Pour le moteur, ces grandeurs sont directement liées à la puissance utile de sortie, ou à la vitesse de fonctionnement. Ces données ne sont pas fournies par les constructeurs de motopompe, il n'est donc pas possible de les retrouver sur une plaque signalétique par exemple. La modélisation précise d'un moteur en particulier peut donc être difficile. Néanmoins, il serait envisageable de retrouver ces données via des essais pratiques sur le moteur, à vide et en charge. Mais l'intérêt

de la modélisation numérique pour prédire et évaluer les meilleures puissances utiles d'un moteur dans les différents couplages, est alors perdu. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'il a été choisi de ne pas présenter les résultats concernant le débit de sortie de la pompe qui dépendent uniquement de la vitesse de sortie du moteur et des données d'entrée de la pompe. De plus, il est assez évident qu'une vitesse de sortie plus importante, pour une pompe similaire, permettra de puiser un volume d'eau plus conséquent (facteur de linéarité entre vitesse et débit). Dans le cas du convertisseur, la théorie permet de retrouver les valeurs des inductances et des capacités, mais elles sont parfois trop factices et des ajustements sont nécessaires pour éviter de fortes ondulations (comme c'est le cas dans les résultats présentés à la figure 3.4 par exemple).

Néanmoins, les commandes demeurent fonctionnelles et le modèle permet bien d'analyser les particularités d'une stratégie, ou d'une autre. Une amélioration du système pourrait s'intéresser à une modélisation plus précise de démarrage en charge du moteur. Bien souvent, une pointe de courant est nécessaire pour réaliser la rotation d'entraînement du moteur qui démarre alors à une tension réduite, à un couple de rotation important et à une vitesse faible. Dans le cadre de la modélisation, *Simulink* recherche un point de fonctionnement et ne va pas forcément évaluer la capacité réelle du moteur à démarrer. Il est donc probable que certains résultats concernant le couplage soient surévalués en faible ensoleillement. Le couple peut être inférieur au couplage de démarrage avec un courant trop faible pour que le moteur puisse réellement démarrer. En comparant le couple de fonctionnement et le couple de démarrage, il serait possible d'évaluer si la vitesse serait nulle ou pas. Ceci peut expliquer les faibles performances des couplages avec convertisseur LCB, car ils respectent mieux cette contrainte. À noter que la simple commande linéaire réalisée pour les convertisseurs LCB n'est pas idéale non plus.

5.2 Dimensionnement avec PVsyst

Les résultats obtenus à l'aide de *PVsyst* démontrent l'étendue du potentiel d'un projet de pompage d'eau solaire. Rien qu'avec un seul panneau de 335W, le système serait capable de fournir un volume d'eau égal à 7481, 4346, 12677, 15508, et 13724 m^3 respectivement à Montréal, Paris, Porto Velho, Bamako et New deli (uniquement 256 m^3 pour Helsinki). Malgré le fait que

l'ensemble des simulations aient été réalisées avec l'utilisation d'un MPPT, les performances en couplage direct (ou avec un convertisseur à tension fixe simple) se compteront sûrement en milliers de mètres cube d'eau. Il est également important de préciser que l'ensemble des résultats sont obtenus avec un albédo constant de 0.2. Cette valeur commune correspond à une situation de ville urbaine, mais est vouée à être supérieure en milieu rural, particulièrement pour Montréal, où les chutes de neiges sont fréquentes en hiver.

Deuxièmement, la contrainte principale de la modélisation numérique du pompage solaire repose sur les caractérisations empiriques des pompes. La puissance hydraulique en sortie est dépendante d'un rendement qui n'est évaluable que par l'expérience de l'analyste (possible de l'estimer à environ 0.35 % pour les pompes centrifuges, par exemple). Troisièmement, dans le cas de *PVsyst*, les résultats reposent comme bien souvent sur les données du constructeur qui sont importées dans le logiciel. Au-delà de la question de la fiabilité des spécifications des fabricants, un problème réside dans le fait que ces manufacturiers partagent les caractéristiques qu'ils souhaitent révéler seulement et il ne semble pas exister de standardisation. Certes, la courbe de débit en fonction de la HMT est souvent présente, mais peu renseignent les propriétés électriques, ce qui est un véritable frein pour les essais numériques en couplage direct. Il est alors regrettable que *PVsyst* ne puisse pas proposer une alternative pour simuler le couplage direct pour les pompes qui ne présentent pas des caractéristiques électriques exploitables.

D'autre part, l'aide du logiciel (*PVsyst*, 2022) met à disposition une comparaison entre les résultats numériques et expérimentaux de sept installations différentes (panneaux mono ou polycristallin, environnement de plaine ou montagne, etc), de 0.5 à 100 kW, raccordées au réseau. Sans forcément rentrer dans les détails, la conclusion de ses expériences mène à estimer que l'erreur des résultats globaux sont de l'ordre de 2 à 3% ce qui confirme bien la précision annoncée du programme.

Enfin, à propos du critère modulable, certaines options restent discutables. Le but premier était de pouvoir facilement ajouter de la capacité PV au système et laisser le choix à l'utilisateur parmi une certaine gamme de puissances selon le besoin. La manière la plus simple pour réaliser

cela était donc de relier en parallèle le nombre de panneaux nécessaires et de procéder de manière analogue pour les pompes. Cette solution permet simplement de multiplier le nombre de composants identiques sans être surpris par un défaut ou un changement de nouveau composant. Cependant, elle présente trois principaux défauts qui témoignent d'une optimisation contestable :

- Quelle que soit la localisation, la configuration de la surface PV n'est pas optimale :
Comme discuté lors du chapitre 1, un branchement des panneaux en parallèle équivaut à augmenter le courant, tandis que l'ajout en série signifie une hausse de tension. Le système modulable présenté développe alors une tension constante et jusqu'à 6 fois plus de courant que le dispositif unitaire (1 panneau et 1 pompe). Il est souvent conseillé, lorsqu'il est possible de le faire, de favoriser un branchement mixte (série et parallèle) pour obtenir une meilleure puissance de sortie (Benghanem *et al.*, 2013).
- Un système avec 6 pompes similaires est plus coûteux et moins efficace qu'un système avec une seule pompe de capacité égale :
Avec plusieurs pompes similaires, le coût pour le dispositif de pompage sera multiplié au minimum par 2, et au maximum par 6. En plus de cela, même si le branchement en cascade permet de bonnes conditions au démarrage (il évite de limiter le courant total qui parcourt les pompes en aval, qui compliquerait leurs fonctionnements avec des valeurs seuils difficiles à atteindre), il témoigne d'une augmentation de la hauteur de charge. Dans le contexte de ce mémoire, cela n'est pas flagrant puisque l'opération du système se fait à une faible hauteur de chute. Il serait sans doute préférable de n'avoir qu'une seule pompe capable d'exploiter la puissance PV en question, mais cela nécessite un dimensionnement spécifique pour chaque sous-système (1 à 6 panneaux) qui n'est pas en faveur du caractère modulable.
- Le conditionnement de puissance doit être différent pour chacun des six systèmes :
Les convertisseurs de puissance sont dimensionnés selon les tensions et les courants qui les traversent. En augmentant la surface PV, les caractéristiques électriques diffèrent et il est très probable que celles utilisées pour le système unitaire ne soient pas compatibles pour plus

d'un panneau. Certes, il est possible de surdimensionner le conditionnement de puissance et de considérer uniquement celui pour 6 modules, mais cela n'est pas optimal et plus coûteux (un autre problème étant que la tension ou le courant d'entrée peut ne pas correspondre pour des configurations à plus faible puissance).

- L'inclinaison minimale de la structure est de 15° :

La structure choisie offre la possibilité de réaliser un ajustement d'inclinaison saisonnier pour optimiser la production d'énergie de la surface PV. L'amplitude minimale est de 15° ce qui est contraignant pour les pays proches de l'équateur. Par exemple, pour Bamako (Mali) et New deli (Inde), la valeur optimale est de 0° . La solution serait donc de disposer les panneaux au sol, ce qui demande un démontage des modules de la structure. Néanmoins, même à l'équateur, les panneaux sont souvent inclinés à 15° pour favoriser l'écoulement de l'eau de pluie. La perte potentielle maximale serait de 3,4 % ($\cos 15 = 0,9659$). En approximant, les inclinaisons optimales sont respectivement de -15° et $+15^\circ$ pour les mois d'été et d'hiver, par rapport à la latitude local (en absolue). Ceci peut donner une idée des localisations où les pertes mentionnées ci-dessus peuvent être attendu, par rapport à l'inclinaison idéale.

5.3 Remarques générales

Comme l'ont montré les résultats présentés, les débits journaliers qu'est capable de fournir le SPESPV (disponible en annexe V, figure V-1) sont conséquents. Par exemple, les systèmes au Canada et au Brésil pourraient respectivement fournir $22 \text{ m}^3/\text{j}$ et $37 \text{ m}^3/\text{j}$ jusqu'à un maximum de $129 \text{ m}^3/\text{j}$ et $219 \text{ m}^3/\text{j}$. En considérant une autonomie de 3 jours, les volumes des réservoirs seraient donc égaux au triple de ce volume. Pour imager, un débit $22 \text{ m}^3/\text{j}$ correspondrait alors à un réservoir d'une hauteur de 6 m pour un diamètre de 3.74 m, tandis que pour une demande de $129 \text{ m}^3/\text{j}$ la hauteur serait 10 m pour un diamètre de 7 m. Ces dimensions ne sont pas adaptées et il serait incohérent d'installer des réservoirs d'une telle dimension. Bien que le potentiel d'une application de pompage solaire soit pertinent, cette contrainte illustre qu'en fonction de la puissance PV disponible, une part de l'eau pompée devrait être dirigée vers une application

secondaire de manière à réduire les volumes des réservoirs (impact direct sur la demande). À titre d'exemple, il est possible de citer l'irrigation de tous types d'agriculture et cultures, ou bien l'approvisionnement en eau pour des animaux.

Sur la même lignée, les résultats ont pu montrer que pour des pays où la ressource solaire est très fluctuante sur une année, une partie importante de l'énergie disponible aux bornes de la pompe n'est pas utilisée à cause de la capacité d'eau maximale du réservoir atteinte (le panneau et la pompe sont déconnectés grâce au float switch). Par exemple, pour Montréal et Paris ce sont 32 et 52 % de l'énergie produite à la sortie du convertisseur qui n'est pas exploitée, soit 149 et 202 kWh pour un 1 panneau et jusqu'à 883 et 1212 kWh dans le cas de 6 modules PV. Des applications secondaires (chauffage de l'eau, chargement d'appareils électriques divers, etc) pourraient être incorporés dans le système, mais cela nécessiterait du matériel et des contraintes supplémentaires. En contrepartie, l'objectif demeure d'offrir l'accès à l'eau à des populations dans le besoin, et ces pertes pourrait alors être acceptées dans la perspective de simplifier le système et éviter une hausse des coûts.

Tout au long du projet, la *PME* a été fixé à 5 % afin de limiter les périodes difficiles à un nombre restreint de jours de l'année. Cependant, cette dernière n'équivaut pas à 5 % des jours de l'année (environ 18 jours) où 0 L sont disponibles, mais s'apparente à des consommations qui se verront diminuées lorsque la ressource solaire sera insuffisante. Par exemple, pour une demande à 20 m^3/j , peut-être que la population locale devra se contenter de 10 ou 15 m^3/j lors des journées les plus nuageuses. Un des enjeux du projet est donc la bonne communication avec l'utilisateur du système, car sa consommation sera un facteur prépondérant influençant sur l'autonomie du système et donc sur la taille du réservoir. En effet, l'augmentation de la *PME* entraînerait une diminution de la taille des réservoirs et donc ses coûts, ainsi que de la viabilité de l'installation. À savoir que la demande journalière n'est pas atteinte lors des jours d'hiver la plupart du temps. Il est important d'insister sur le fait que la discussion entre le concepteur et l'utilisateur est la clé du projet, que ce soit pour déterminer une *PME* optimale, mais aussi connaître l'ensemble des besoins (hauteur de chute, longueur des conduites nécessaires, débit nécessaire...).

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'eau est essentielle à la vie, mais également à d'autres activités humaines telle que l'irrigation des cultures. Pourtant, encore aujourd'hui, certaines populations, pour la plupart éloignées de tout réseau de distribution électrique, vivent en situation critique de stress hydrique, et manquent donc d'un accès à l'eau stable et suffisant.

Pour répondre à ce problème, des stations de pompage d'eau photovoltaïques autonomes peuvent permettre de fournir un approvisionnement en eau uniquement grâce à l'énergie solaire.

Dans ce contexte, les travaux proposés dans ce mémoire devaient répondre à certains objectifs pour proposer des systèmes de pompage d'eau solaire photovoltaïque (SPESPV) plus fiables et attractifs :

- Déterminer et évaluer l'intérêt des différentes stratégies possibles d'optimisation pour mieux contrôler le comportement du système ;
- Dimensionner de manière la plus idéale possible un SPESPV modulable ;
- Proposer l'installation d'un banc d'essais.

Les objectifs ont globalement tous été atteints. Premièrement, malgré quelques défauts du modèle (à perfectionner) conçu sur *Simulink*, ce dernier permet tout de même de simuler numériquement différentes stratégies de contrôle. Son avantage est surtout de proposer une variabilité et adaptabilité intéressantes dans le choix des composants et de la configuration du système (couplage direct, indirect, motopompe CA et CC). Deuxièmement, les simulations sur *PVsys* ont pu mettre en évidence les enjeux du dimensionnement d'un SPESPV, ainsi que de chiffrer les performances pour différents contextes. Enfin, une liste du matériel a bien été proposée pour l'installation d'un système de test sur Montréal.

À propos des stratégies de contrôle, bien que l'accent n'ait pas été mis sur le couplage direct, un système sans le moindre dispositif électronique reste la solution la moins onéreuse. Ces

performances sont néanmoins très fluctuantes selon les équipements (la matrice PV et la pompe) et requiert donc un dimensionnement précis. Même si une pompe solaire est capable de fonctionner sur une grande plage de tension, il reste préférable d'adopter un convertisseur pour mieux contrôler le courant et la tension d'entrée de la pompe, et ainsi prolonger sa durée de vie par la même occasion. La technologie Linear Current Booster (LCB) sans MPPT a donc été préférée pour permettre d'augmenter la durée de fonctionnement journalière et éviter les fortes contraintes appliquées sur le moteur lors du démarrage.

De plus, même si augmenter la surface PV est possiblement moins onéreux qu'investir dans une solution MPPT ou LCB, cela est synonyme de ne pas exploiter le potentiel maximum PV. Dans une optique d'optimiser la matière première et les ressources disponibles, une analyse de cycle de vie, entre une solution à plusieurs panneaux capable de répondre à la même demande qu'un système avec moins de panneau comprenant un couplage électronique, serait sans doute très intéressante pour évaluer la rentabilité d'un point de vue environnementale.

Du côté des prévisions annuelles, le logiciel *PVsyst* a permis de donner une idée du nombre de personnes que serait capable d'alimenter le système, soit 86 jusqu'à un maximum de 516 avec respectivement 335 W et 2010 W de puissance pour une hauteur entre l'eau et la pompe de 3 m à Montréal. Au-delà de ces chiffres qui sont variables selon certains paramètres, il est intéressant de s'arrêter sur les puissances PV produites. À Montréal et Bamako (Mali), le système à la sortie du convertisseur produit respectivement entre 461 et 634 kWh/an (1 panneau) pour un maximum de 2764 et 3806 kWh/an (6 panneaux). Le tableau 6.1 présente alors une comparaison par rapport à quelques appareils électriques commun (HydroQuébec, 2022a) pour rendre compte du potentiel du système.

Bien que les simulations sur *PVsyst* aient toutes été réalisés à l'aide d'un MPPT, la littérature actuelle sur les SPESPV estime que ces technologies permettent d'obtenir un débit d'environ 30 % supérieur au couplage direct (Richards & Scheferb, 2002), ce qui permet tout de même de se

Tableau 6.1 Comparaison entre le potentiel de production électrique du SPESPV et la consommation d'appareils singuliers

Appareil	Consommation				
	1 <i>kWh</i>	461 <i>kWh</i>	634 <i>kWh</i>	2764 <i>kWh</i>	3806 <i>kWh</i>
Ampoules DEL ³⁰	5 pendant	46 pendant	63 pendant	69 pendant	95 pendant
	20 h	1000 h	1000 h	4000 h	4000 h
Télévision DEL	1 pendant	5 pendant	5 pendant	10 pendant	20 pendant
	10 h	920 h	1270 h	2764 h	1903 h
Réfrigérateur	1 pendant	2 pendant	2 pendant	10 pendant	10 pendant
	20 h	4610 h	6340 h	5528 h	7612 h
Douche ³¹	1 pendant	231 pendant	317 pendant	1382 pendant	1903 pendant
	4 min	8 min	8 min	8 min	8 min
Chauffage ³²	0,008 %	3,7 %	5,1 %	22 %	30 %
12540 <i>kWh/an</i>	de la demande annuelle d'une maison individuelle au Québec				

faire une idée des performances attendues sans MPPT. Les rendements proposés à la figure 3.7 peuvent également être utilisés pour avoir un ordre de grandeur des débits que seront capables de fournir les autres couplages.

Aujourd'hui, plusieurs groupes industriels proposent des solutions de SPESPV complètes, mais la recherche doit continuer afin de proposer des assemblages à faible coût et surtout, accessibles aux populations dans le besoin. Quelques recommandations sont donc proposées ci-dessous :

- Exploiter un convertisseur à tension fixe simple et le couplage direct dans le banc d'essais pour comparer des résultats expérimentaux entre différentes stratégies ;

³¹ 10 W

³² débit de 9,5 L/min

³³ maison individuelle au Québec (HydroQuébec, 2022b)

- Discuter d'une solution pour minimiser les pertes d'énergie dû à un réservoir rempli. Dans le contexte de Montréal, elles sont environ 30 % supérieures à l'énergie hydraulique à la sortie de la pompe pour une consommation journalière constante sur l'année. Même si en réalité la consommation d'eau est plus élevée l'été, ce qui diminuerait ces pertes, il serait intéressant de rediriger l'eau vers une application secondaire pour utiliser l'ensemble de l'énergie exploitable. À noter que pour les pays chauds comme le Mali ou l'Inde, la ressource solaire est plus constante sur l'année, ce qui aide à grandement à restreindre ces pertes ;
- En travaillant avec un fournisseur unique, proposer une pompe unique, et non plusieurs fois la même pompe, correspondant à la puissance de chacun des sous-systèmes (1 panneau, 2 panneaux, etc et 6 panneaux), pour proposer une solution plus attractive et résiliente (même principe pour l'électronique de puissance) ;
- Concevoir un convertisseur MPPT à l'aide d'une plateforme *opensource* comme *Arduino* pour rendre attractif un système performant à faible coût ;
- Concevoir une carte électronique interactive (circuit imprimé) correspondant à une miniature du système. Basée sur une interface entrée/sortie, l'intérêt de cette plateforme serait de pouvoir programmer puis communiquer différentes stratégies de contrôle directement depuis un ordinateur afin de réaliser des tests de manière concrète et rapide ;
- Considérer les facteurs d'ombrage pour obtenir une évaluation plus précise sur les performances du système.

Malgré qu'ici les travaux aient permis une avancée dans la recherche sur la modélisation numérique et la prévision du comportement d'un SPESPV surfacique, l'expérimentation réelle reste la meilleure option pour valider les prévisions numériques et le succès ou non de la proposition de montage. Pour diverses raisons, il n'a malheureusement pas été possible de réaliser l'installation du banc d'essais avant la fin de ces activités. Une liste du matériel et sa

justification, permettront dans un avenir proche (été 2022) d'expérimenter réellement une station de pompage d'eau solaire photovoltaïque.

Finalement, dans l'espoir que ces travaux serviront à continuer les recherches sur les SPESPV dans le futur, les efforts doivent continuer pour réduire les inégalités de stress hydrique dans le monde.

ANNEXE I

ALGORITHME P&O

Algorithme-A I-1 Algorithme MPPT Perturbation et Observation

```
1 Algorithme-A : function D = PandO(Param, V, I)
   /* MPPT controller based on the P&O algorithm */
   Input :
   VPV /* PV array terminal voltage (V)
2 IPV /* PV array terminal current (V)
3 Dinit = Param(1) /* Initial value for D output
4 Dmax = Param(2) /* Maximum value for D
5 Dmin = Param(3) /* Minimum value for D
6 deltaD = Param(4) /* Increment value used to increase/decrease the duty cycle D
   /* increasing D = decreasing Vref
   Output :
   D /* Duty cycle of the boost converter (value between 0 and 1)

7 persistent Vold Iold Pold Dold; /* Initialization
8 dataType = 'double';
9 if isempty(Vold) then
10 |   Vold = 0;
11 |   Iold = 0;
12 |   Pold = 0;
13 |   Dold = Dinit;
14 end if

15 P = V * I;
16 dI = I - Iold;
17 dV = V - Iold;
18 dP = P - Iold;

19 if dP ≠ 0 then
20 |   if dP < 0 then
21 | |   if dV < 0 then
22 | | |   D = Dold - deltaD;
23 | | |   else
24 | | |   D = Dold + deltaD;
25 | |   end if
26 | |   if dV > 0 then
27 | | |   D = Dold + deltaD;
28 | | |   else
29 | | |   D = Dold - deltaD;
30 | |   end if
31 |   end if
32 end if

33 if D > Dmax then
34 |   D = Dmax;
35 end if
36 if D < Dmin then
37 |   D = Dmin;
38 end if

39 Dold = D;
40 Iold = I;
41 Vold = V;
42 Pold = P;
```


ANNEXE II

CARCTÉRISTIQUES DU PANNEAU PV CANADIAN SOLAR CS1K-335MS

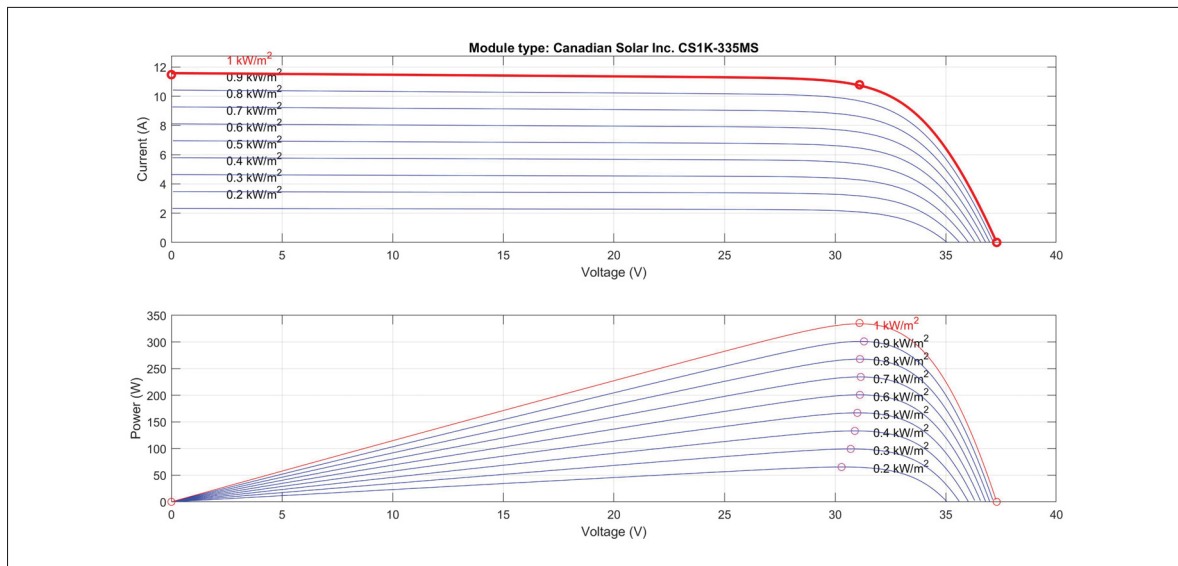


Figure-A II-1 Caractéristiques I-V et P-V du panneau Canadian Solar CS1K-335MS sous différents ensoleillements pour 25 °C

ANNEXE III

RÉSULTAT DE LA PUISSANCE PV ET PUISSANCE DE SORTIE DU CONVERTISSEUR : MISE EN ÉVIDENCE DU RENDEMENT DU CONVERTISSEUR MPPT

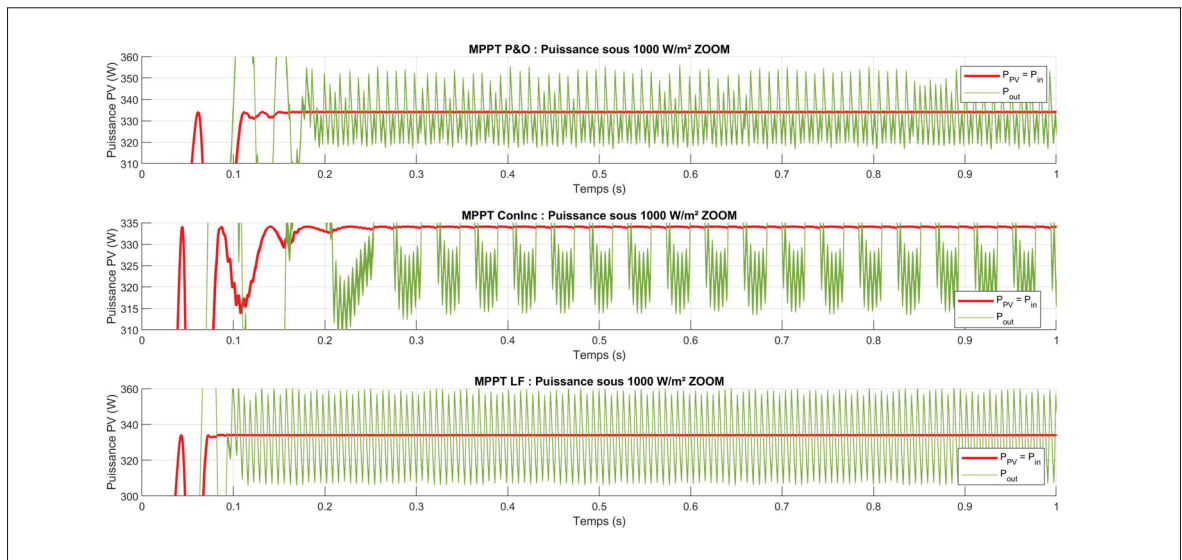


Figure-A III-1 Puissance PV et puissance de sortie du convertisseur pour différentes stratégies MPPT sous 1000 W/m² : Zoom

ANNEXE IV

MODÉLISATION DU CONVERTISSEUR BUCK-BOOST NON INVERSEUR SUR SIMULINK

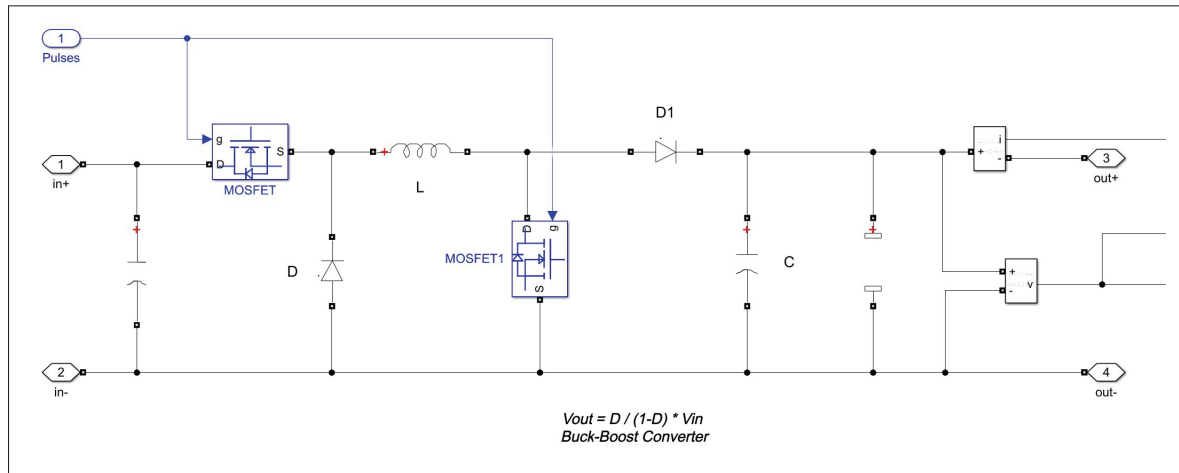


Figure-A IV-1 Modélisation du convertisseur Buck-boost non inverseur sur Simulnik

ANNEXE V

RÉSULTATS PVSYST : DEMANDE JOURNALIÈRE

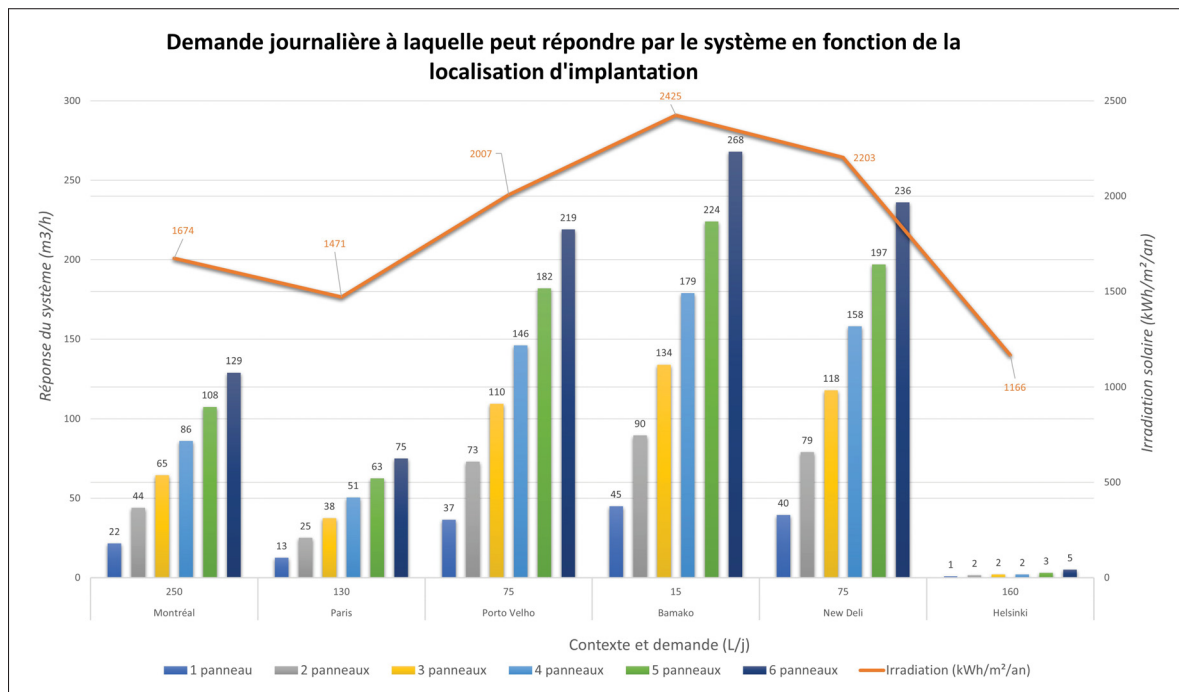


Figure-A V-1 Débits journaliers du système proposé pour 1 à 6 panneaux et différentes localisations

ANNEXE VI

PRODUCTION D'ÉNERGIES SUR 12 MOIS POUR UN SYSTÈME À 1 PANNEAU INSTALLÉ À PARIS ET À NEW DELI

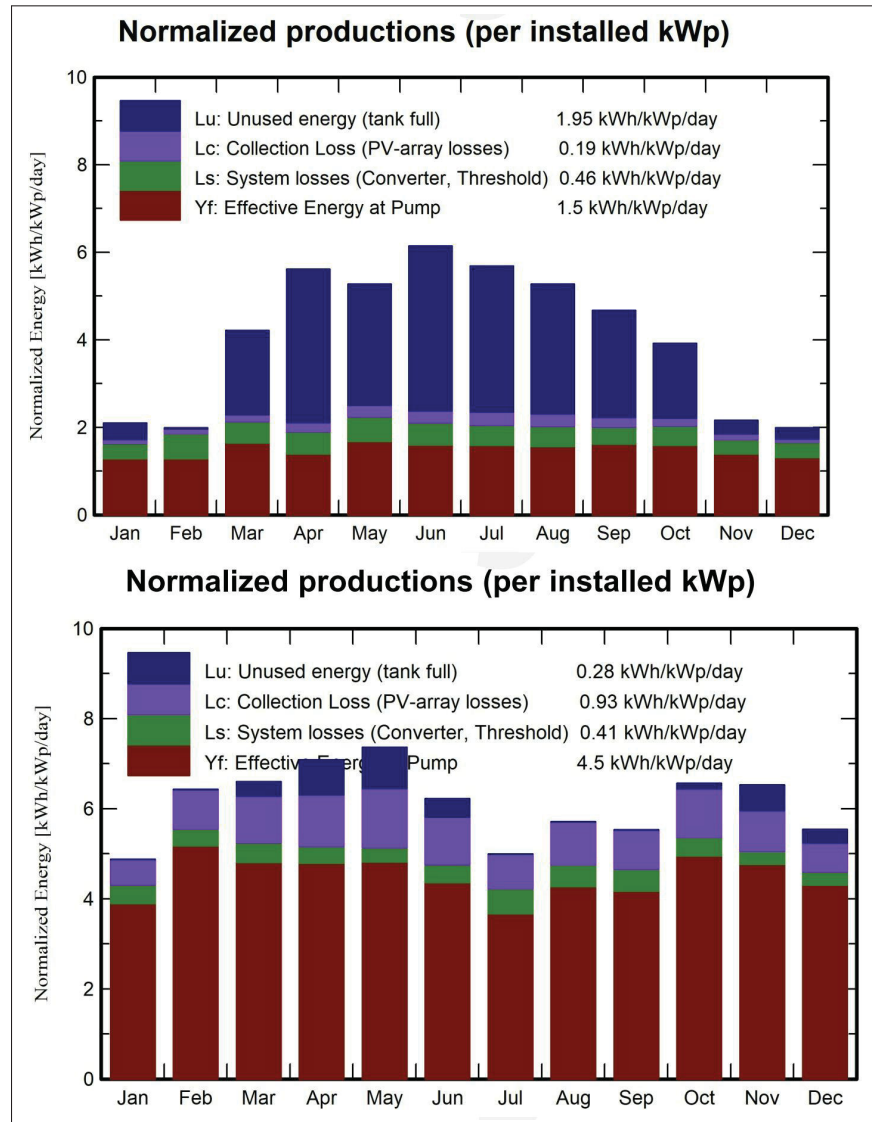


Figure-A VI-1 Énergies produites pour un système à 1 panneau installé à Paris (en haut) et à New Deli (en bas)

ANNEXE VII

RAPPORT PVSYST : EXEMPLE

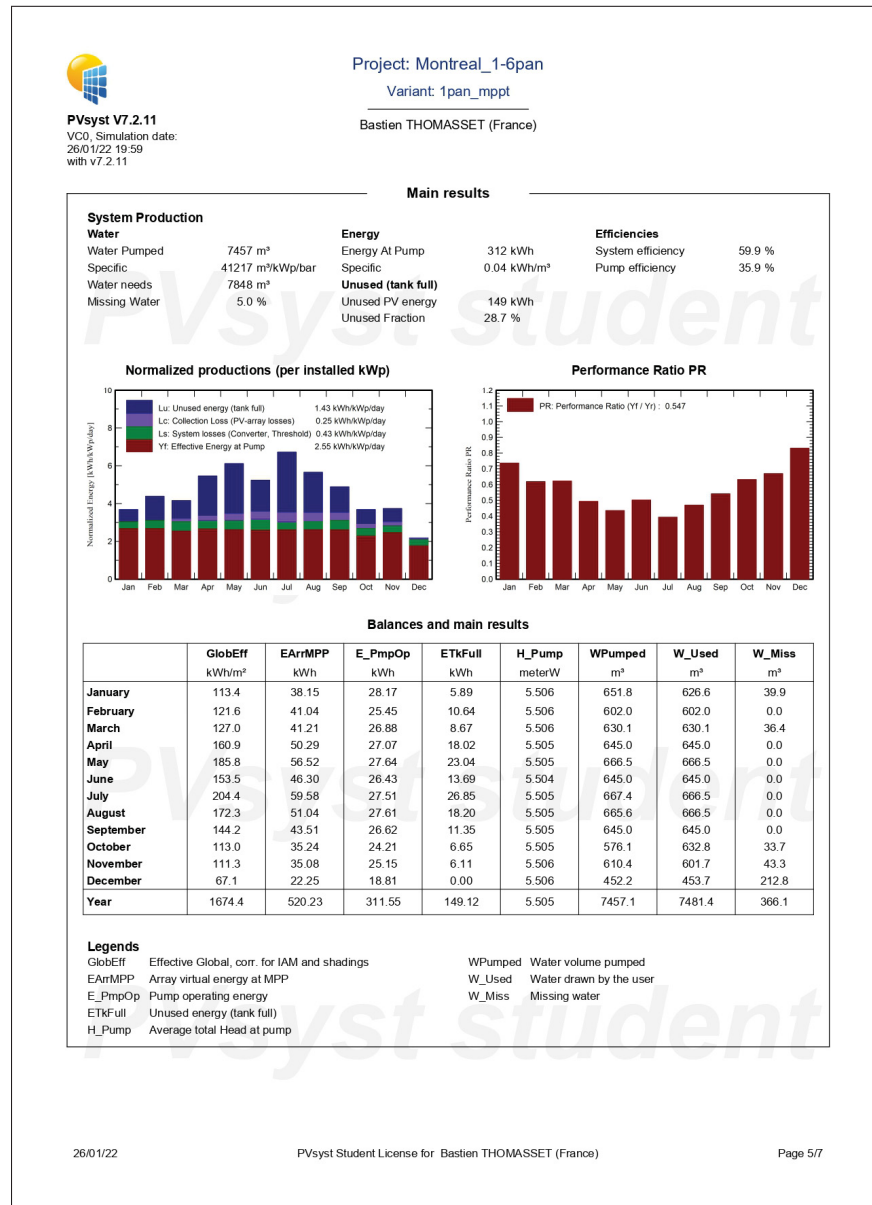
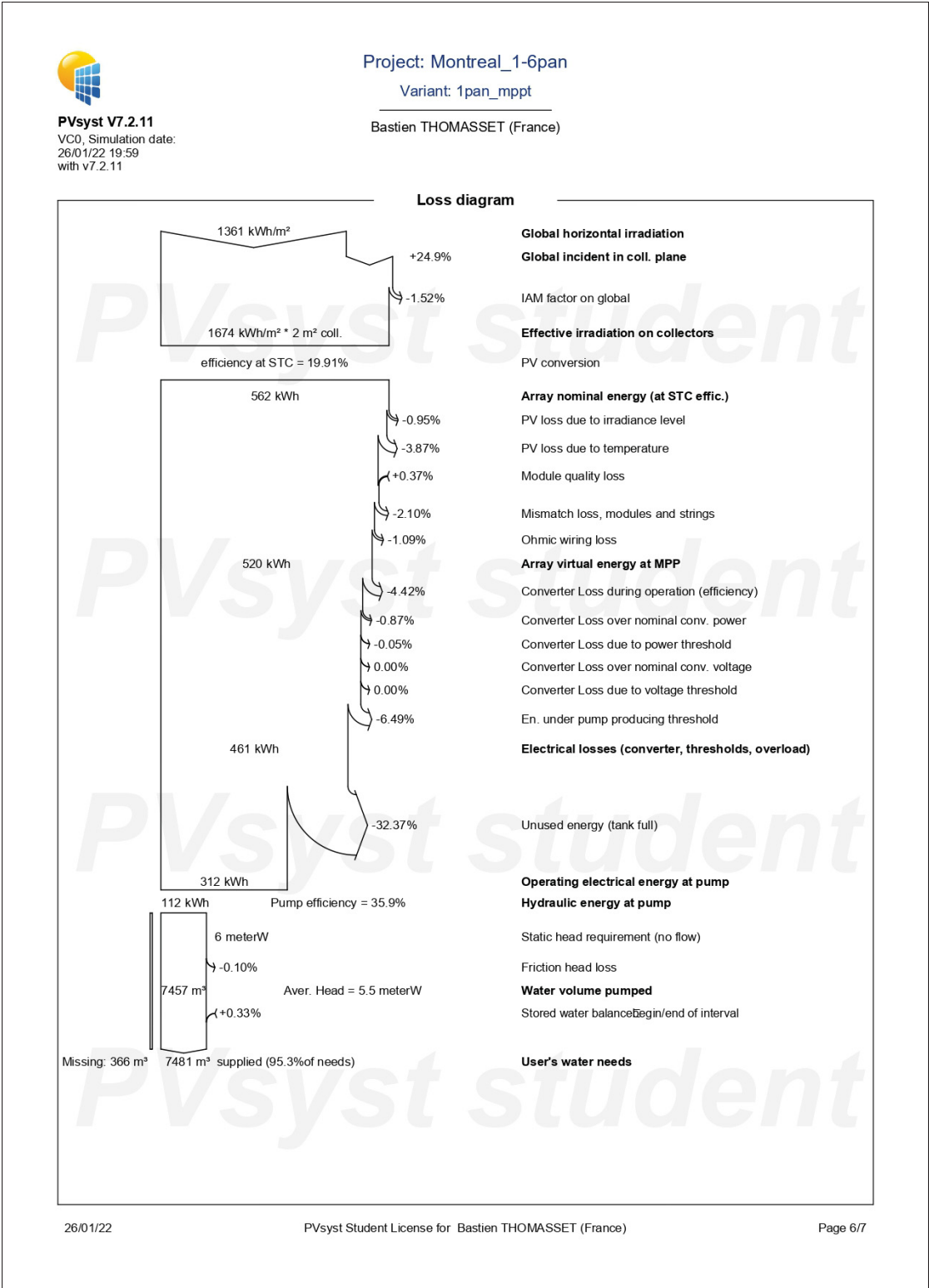

26/01/22
PVsyst Student License for Bastien THOMASSET (France)
Page 5/7

Figure-A VII-1 Résultats principaux d'une simulation
PVsyst : Montréal, 1 panneau avec MPPT



26/01/22

PVsyst Student License for Bastien THOMASSET (France)

Page 6/7

Figure-A VII-2 Bilan d'énergie et pertes d'une simulation PVsyst : Montréal, 1 panneau avec MPPT

ANNEXE VIII

PARAMÈTRES PRINCIPAUX DU MODÈLE SIMULINK

Tableau-A VIII-1 Paramètres pour la simulation
Simulink

Panneau PV		Moteur CC		Moteur CA		Contrôle ³¹	
Nom	Valeur	Nom	Valeur	Nom	Valeur	Nom	Valeur
$P_{PV_{max}}$	335 W	P_{nom}	300 W	P_{nom}	1500 W	f_{sw}	5000 Hz
V_{mp}	31,1 V	L_a	0,012 H	f	50 Hz	ΔD	$1 * 10^{-4}$
I_{mp}	10,79 A	R_a	0,6 Ω	R_s	4,85 Ω	D_{init}	0,55
V_{oc}	37,3 V	K_{em}	1,75 N.m.A ⁻¹	L_s	0,274 H	D_{min}	0,1
I_{sc}	11,48 A	J	$1,5 * 10^{-2}$ kg.m ²	R_r	3,805 Ω	D_{max}	0,9
μ_V	-0,292 %/°C	B_m	$3 * 10^{-3}$ N.m.s	L_r	0,274 H	K_{pVdc}	0,7
μ_I	0,053998 %/°C	T_f	$3 * 10^{-3}$ N.m	L_m	0,258 H	K_{iVdc}	100
		V_{nom}	24 V	p	2	K_{psca}	0,001
				J	0,02 kg.m ²	K_{isca}	0,1
				B_m	$5,75 * 10^{-3}$ N.m.s	K_{pvec}	46
				V_{nom}	230 V	K_{ivec}	2
				ω_{nom}	1420 tr.min ⁻¹		

³¹ Les gains K_p et K_i correspondent aux actions proportionnelles et intégrales. Les indices Vdc , sca et vec correspondent aux commandes tension continue, scalaire et vectorielle

ANNEXE IX

THÉORIES SUPPLÉMENTAIRES

Au cours de ce mémoire, plusieurs explications sur les modèles dynamiques de composants n'ont pas été développés et sont donc présentés ici.

1. Irradiation solaire

La méthode théorique permet d'estimer l'irradiation solaire totale sur un plan incliné en fonction de quelques paramètres :

- La latitude : ϕ
- Le jour de l'année : n
- L'inclinaison du panneau : β
- L'azimuth ³² : γ
- L'altitude locale : Alt
- L'albédo ³³ : ρ_g

Pour permettre une performance idéale, l'inclinaison du panneau est souvent égale à la latitude locale (en valeur absolue) et orienté plein sud ($\gamma = 0$) dans le cas de l'hémisphère nord, ou plein nord ($\gamma = 180$) dans le cas de l'hémisphère sud.

1.1 Géométrie Solaire :

Afin de déterminer la ressource solaire sur un plan incliné, il faut préalablement établir un certain nombre d'angles pour évaluer la position du Soleil par rapport à la Terre.

³² angle entre la projection horizontale de la normale à une surface et le méridien

³³ fraction de l'énergie solaire qui est réfléchi vers l'espace

- Déclinaison solaire :

$$\delta = \frac{\pi}{180} (0.006918 - 0.399912 \cos B + 0.070257 \sin B - 0.006758 \cos 2B + 0.000907 \sin 2B - 0.002679 \cos 3B + 0.00148 \sin 3B) \quad (\text{A IX-1})$$

$$\text{avec } B = (n - 1) \frac{360}{365.25}$$

- Angle Horaire (H étant l'heure fractionnaire basée sur le temps solaire) :

$$\omega = 15 * (H - 12) \quad (\text{A IX-2})$$

- Angle horaire du coucher de soleil :

$$\omega_s = \arccos(-\tan \phi \tan \delta) \quad (\text{A IX-3})$$

- Zénith solaire :

$$\theta_z = \arccos(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega) \quad (\text{A IX-4})$$

- Angle d'incidence :

$$\theta = \arccos \left(\sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \omega \cos \gamma + \cos \delta \sin \gamma \sin \beta \sin \omega \right) \quad (\text{A IX-5})$$

1.2 Irradiation solaire extra-terrestre sur un plan horizontale (I_0)

Hors atmosphère, la constante solaire G_{sc} , soit la valeur moyenne annuelle de radiation solaire incidente sur la terre dans la direction normale du soleil, est estimé à 1361 W/m^2 . La valeur journalière de cette constante varie donc en fonction du jour de l'année :

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \frac{360 * n}{365} \right) \quad (\text{A IX-6})$$

Il est alors possible de déterminer l'irradiation solaire extra-terrestre sur un plan horizontale exploitable pour n'importe quelle tranche d'heure (À noter que G_o correspond au rayonnement

solaire extra-terrestre) :

$$I_0 = \int_{t_1}^{t_2} G_o(t) dt = \frac{12 * 3600}{\pi} G_{on} \left[\cos \phi \cos \delta (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (\text{A IX-7})$$

1.3 Irradiation solaire directe et diffuse sur un plan horizontale ($I_b; I_d$)

Avant d'estimer l'irradiation solaire totale disponible au sol, il est nécessaire de déterminer les parties directe et diffuse pour tenir compte de l'absorption de l'atmosphère. Il faut également considérer la distance parcourue par les rayons du soleil dans l'atmosphère. Cette distance est associée à la notion de masse d'air :

$$m_{air} = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (\text{A IX-8})$$

Les modèles de *Hottel* (A IX-10) et de *Liu and Jordan* (A IX-11) permettent d'évaluer respectivement la contribution directe et diffuse de la radiation au sol sur un plan horizontal. Cependant, ces modèles supposent un ciel clair, soit une journée sans nuages. Le tableau IX-1 présente les différentes constantes du modèle de *Hottel*, ainsi que les hypothèses réalisées pour choisir le type climat en fonction de la latitude et du jour de l'année. Ces constantes permettent alors de calculer les coefficients a_0 , a_1 et k

$$\begin{cases} a_0 = r_0 \left(0.4237 - 0.00821 (6 - Alt)^2 \right) \\ a_1 = r_1 \left(0.5055 + 0.00595 (6.5 - Alt)^2 \right) \\ k = r_k \left(0.2711 + 0.01858 (2.5 - Alt)^2 \right) \end{cases} \quad (\text{A IX-9})$$

$$\begin{cases} \tau_b = a_0 + a_1 \exp(-k * m_{air}) \\ I_{bc} = I_0 * \tau_b \end{cases} \quad (\text{A IX-10})$$

$$\begin{cases} \tau_d = 0.271 - 0.294 * \tau_b \\ I_{dc} = I_0 * \tau_d \end{cases} \quad (\text{A IX-11})$$

Tableau-A IX-1 Constantes utilisées dans le modèle de Hottel de

Type de climat	r_0	r_1	r_k	Hypothèses	
				$\phi(^{\circ})$	n
Tropical	0.95	0.98	1.02	$0 \leq \phi \leq 25$	$0 \leq n \leq 365$
Été latitude moyenne	0.97	0.99	1.02	$25 < \phi \leq 50$	$172 < n < 356$
Été latitude sub-artique	0.99	0.99	1.01	$50 \leq \phi \leq 70$	$0 \leq n \leq 365$
Hiver latitude moyenne	1,03	1,01	1,00	$25 < \phi \leq 50$	$0 \leq n \leq 172$ ou $356 \leq n \leq 365$

1.4 Irradiation solaire totale sur un plan incliné (I_t)

Pour évaluer l'irradiation solaire totale, le modèle isotropique est utilisé. Cela signifie que toute la radiation diffuse est supposée isotrope, soit, qu'elle présente les mêmes caractéristiques physiques dans toutes les directions. Grâce aux équations A IX-5 et A IX-4, il est possible de préalablement déterminer le facteur R_b , rapport entre la radiation directe sur un plan incliné et celui incident sur un plan horizontal sur une base horaire :

$$\begin{cases} R_b = \frac{\cos \bar{\theta}}{\cos \bar{\theta}_z} \\ \bar{\theta} = \theta \\ \bar{\omega} = \frac{\omega_1 + \omega_2}{2} \end{cases} \quad (\text{A IX-12})$$

Une fois le facteur R_b définit, l'équation du modèle isotropique A IX-13 permet d'estimer l'irradiation totale incidente en fonction des radiations directes et diffuses, ainsi que de l'angle β et de l'albédo ρ_g .

$$I_T = I_b * R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + (I_b + I_d) * \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{A IX-13})$$

2. Convertisseur Buck-boost

L'état d'un convertisseur CC-CC est défini périodiquement par son rapport cyclique D à la fréquence $f = \frac{1}{T}$. Le rapport cyclique représente alors la durée de la période pendant laquelle l'interrupteur conduit le courant. Le comportement du convertisseur est donc divisé en deux étapes, représentant les deux états possibles de l'interrupteur (fermé et ouvert). Un schéma équivalent du circuit électrique est donné à la figure IX-1.

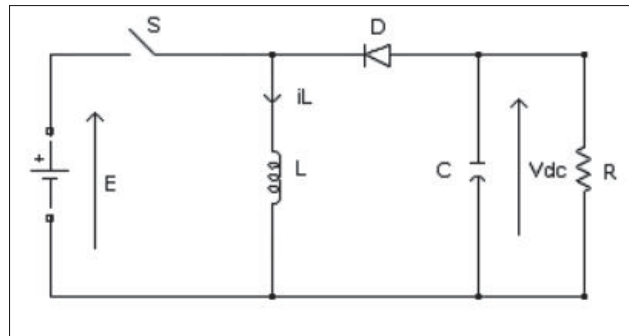


Figure-A IX-1

En appliquant la loi de Kirchoff, soit que la somme des chutes de tension de tous les éléments du circuit est égale à la tension fournie par la source, les équations du circuit électriques sont :

- État passant $0 < t < DT$ (Interrupteur fermé) : accumulation d'énergie dans l'inductance

$$\begin{cases} L \frac{dI_L}{dt} = V_{in} \\ C \frac{dV_{out}}{dt} = \frac{V_{out}}{R_{ch}} \end{cases} \quad (\text{A IX-14})$$

- État bloqué $DT < t < T$ (Interrupteur ouvert) : transfert d'énergie vers la capacité

$$\begin{cases} L \frac{dI_L}{dt} = V_{out} \\ C \frac{dV_{out}}{dt} = -I_L - \frac{V_{out}}{R_{ch}} \end{cases} \quad (\text{A IX-15})$$

À l'instant $t = DT$, le courant dans l'inductance atteint sa valeur maximale, tandis que le courant est minimal lorsque $t = T$ et $t = 0$, soit au début et à la fin d'une période.

- État passant :

$$\begin{cases} I_L = I_L(t = 0) + \frac{V_{in}}{L}t \\ I_L(t = DT) = I_{L0} + \frac{V_{out}}{L}DT \end{cases} \quad (\text{A IX-16})$$

- État bloqué :

$$\begin{cases} I_L(t) = I_L(t = DT) + \frac{V_{out}}{L}(t - DT) \\ I_L(t = T) = I_{L0} + \frac{V_{out}}{L}DT + \frac{V_{out}}{L}(1 - D)T \end{cases} \quad (\text{A IX-17})$$

Il est alors possible de déterminer l'ondulation de courant ΔI et la relation entre la tension d'entrée et la tension de sortie :

$$\begin{cases} \Delta I = I_L(t = DT) - I_L(t = T) = I_L(t = DT) - I_L(t = 0) \\ \Delta I = -\frac{V_{out}}{L}(1 - D)T = \frac{V_{in}}{L}DT \\ V_{out} = -\frac{D}{1 - D}V_{in} \end{cases} \quad (\text{A IX-18})$$

Le signe négatif de l'expression témoigne de l'inversion de polarité du convertisseur entre son entrée et sa sortie. En supposant η_c , le rendement du convertisseur, il est également possible d'évaluer le courant de sortie :

$$\begin{cases} V_{out}I_{out} = \eta_{conv}V_{in}I_{in} \\ I_{out} = -\frac{1 - D}{D}I_{in}\eta_{conv} \\ D = \frac{V_{out}}{V_{out} - V_{in}} \end{cases} \quad (\text{A IX-19})$$

L'intérêt du contrôle est d'ajuster ce rapport cyclique D afin d'opérer au PPM. Il est amené à varier pour faire évoluer la tension d'entrée du convertisseur et donc du panneau solaire, ce qui complexifie le dimensionnement des composants électroniques. Il est donc nécessaire de connaître les valeurs maximales des tensions et courants, puisqu'elles représentent les conditions de fonctionnement les plus sévères :

- Capacité de sortie C :

Lorsque l'interrupteur est fermé, le condensateur fournit seul l'énergie à la charge (Q). En admettant une ondulation de courant ΔV_{out} , il est possible d'en déduire la capacité du condensateur :

$$\begin{cases} \Delta Q = I_{out}DT \\ \Delta Q = C\Delta V_{out} \\ C = \frac{I_{out}DT}{\Delta V_{out}} = \frac{DI_{out}}{\Delta V_{out}f_{sw}} = \frac{D}{R\frac{\Delta V_{out}}{V_{out}}f_{sw}} \end{cases} \quad (\text{A IX-20})$$

- Inductance L :

De manière analogique, l'inductance reçoit une énergie (Q) et il est possible de déterminer la valeur de la bobine en fonction d'une certaine ondulation de courant ΔV_{in} :

$$\begin{cases} \Delta Q = V_{in}DT \\ \Delta Q = L\Delta I_{in} \\ L = \frac{V_{in}DT}{\Delta I_{in}} = \frac{(1-D)V_{out}}{\Delta I_{in}f_{sw}} = \frac{(1-D)RI_{out}D}{\Delta I_{in}f_{sw}} = \frac{R(1-D)^2}{\frac{\Delta I_{in}}{I_{in}}f_{sw}} \end{cases} \quad (\text{A IX-21})$$

3. Moteur asynchrone

3.1 Modèle dynamique dans le plan triphasé abc

La MA est alimentée par des courants alternatifs triphasés, ce qui complexifie sa modélisation. Cette machine introduit non seulement des paramètres électriques, mais également mécaniques. Son comportement dans le plan triphasé abc est alors défini par les trois types d'équations suivants :

- Équations électriques

En appliquant la loi d'ohm au stator, il est possible d'écrire :

$$\begin{cases} V_{sa} = R_s i_{sa} + \frac{d}{dt} \phi_{sa} \\ V_{sb} = R_s i_{sb} + \frac{d}{dt} \phi_{sb} \\ V_{sc} = R_s i_{sc} + \frac{d}{dt} \phi_{sc} \end{cases} \quad (\text{A IX-22})$$

Ces équations peuvent être exprimées sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{sa} \\ i_{sb} \\ i_{sc} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{sa} \\ \phi_{sb} \\ \phi_{sc} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-23})$$

Une forme condensée est alors utilisée :

$$\begin{bmatrix} V_{s(abc)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s(abc)} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{s(abc)} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-24})$$

Un raisonnement analogue est appliqué pour le rotor :

$$\begin{bmatrix} V_{r(abc)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r(abc)} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{r(abc)} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-25})$$

- Équations magnétiques

Au vu des hypothèses citées précédemment, les flux sont une fonction linéaire des courants.

La relation condensée s'écrit comme suit pour le stator :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{s(abc)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s(abc)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{m_{sr}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r(abc)} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-26})$$

Et pour le rotor :

$$\begin{bmatrix} \Phi_{r(abc)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{r(abc)} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{m_{sr}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{s(abc)} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-27})$$

Avec :

- $\begin{bmatrix} L_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_s & L_{m_s} & L_{m_s} \\ L_{m_s} & l_s & L_{m_s} \\ L_{m_s} & L_{m_s} & l_s \end{bmatrix}$: matrice des inductances statoriques
- $\begin{bmatrix} L_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} l_r & L_{m_r} & L_{m_r} \\ L_{m_r} & l_r & L_{m_r} \\ L_{m_r} & L_{m_r} & l_r \end{bmatrix}$: matrice des inductances rotoriques
- $\begin{bmatrix} L_{m_{sr}} \end{bmatrix} = L_{m_0} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos(\theta) \end{bmatrix}$: matrice des inductances mutuelles statoriques
- $\begin{bmatrix} L_{m_{rs}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{m_{sr}} \end{bmatrix}^T$: matrice des inductances mutuelles rotoriques

- Équations mécaniques

En appliquant le principe fondamental de la dynamique, il est possible d'écrire

$$J \frac{d}{dt} \omega = T_e - B_m \omega - T_L \quad (\text{A IX-28})$$

Du fait de la présence d'un nombre important de variables couplés entre-elles, et de l'existence des termes trigonométriques continus dans la matrice des inductances mutuelles, les coefficients des équations différentielles sont variables et la résolution analytique du système est trop complexe. Pour obtenir un système d'équations à coefficients constants, les trios enroulements statoriques et rotoriques sont transformés en deux enroulements biphasés orthogonaux dq . Le modèle triphasé devient alors un modèle biphasé équivalent.

3.2 Modèle dynamique dans le plan biphasé dq

L'isotropie du moteur asynchrone permet une grande souplesse dans la composition des équations de la machine selon deux axes. L'utilisation d'un repère biphasé permet de simplifier au maximum les expressions analytiques. La transformée de Park est un outil mathématique permettant de

transformer les trios de bobines statorique et rotorique en duos de bobine équivalent reprenant les mêmes aspects en termes de flux, de couple et de courant. Il conduit à des relations indépendantes de l'angle θ et à la réduction d'ordre des équations de la machine. La figure illustre le référentiel tournant qui met en relief l'axe direct d et l'axe en quadrature q .

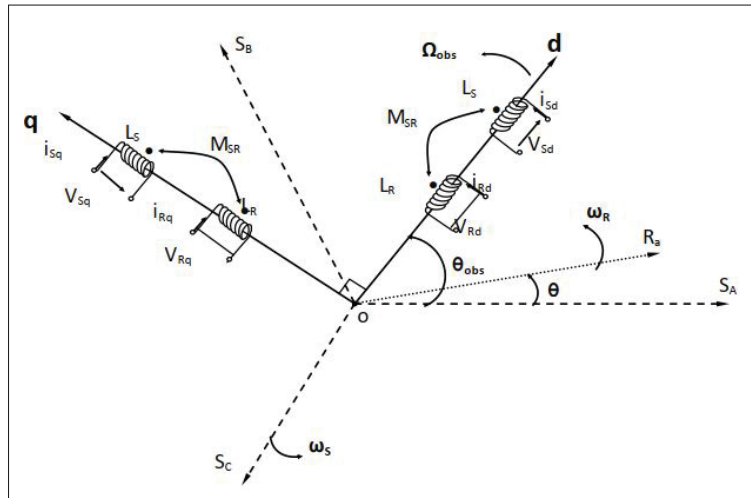


Figure-A IX-2

La transformation de Park permet de ramener les grandeurs physiques triphasées en grandeurs biphasées dans trois repères en quadrature distincts :

- Repère stationnaire lié au stator (α_s, β_s) : Les grandeurs électriques évoluent en régime permanent à la pulsation statorique ω_s ;
- Repère stationnaire lié au rotor (α_r, β_r) : Les grandeurs électriques évoluent en régime permanent à la pulsation des courants rotoriques ω_r .
- Repère synchrone lié au champ tournant (d, q) : Le modèle est simplifié par l'utilisation d'équations plus simples. En régime permanent les grandeurs électriques sont continues.

Pour des raisons de stabilité et d'amélioration des performances en régime dynamique, le choix se porte sur un repère synchrone lié au champ tournant, préférable lors de l'étude des commandes d'une machine. L'angle θ est une position quelconque d'observation entre le système d'axes biphasé et le système d'axes triphasé. La matrice de transformation de Park est donnée par la

relation suivante :

$$P(\theta) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} & \sqrt{\frac{1}{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-29})$$

Le facteur $\sqrt{\frac{2}{3}}$ permet de conserver la puissance électrique instantanée. La transformée inverse est donnée par la transposée de la matrice P . Le système d'équation biphasé de la machine est donnée par les relations suivantes :

- Grandeurs physiques dans le nouveau repère

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} V_{dq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abc} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} i_{qd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \phi_{qd} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P(\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{abc} \end{bmatrix} \end{cases} \quad (\text{A IX-30})$$

- Équations électriques

Au stator :

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & 0 \\ 0 & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Phi_{ds} \\ \Phi_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{ds} \\ \phi_{qs} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-31})$$

Au rotor :

$$\begin{bmatrix} V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_r & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \phi_{dr} \\ \phi_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & -(\omega - \omega_r) \\ (\omega - \omega_r) & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{dr} \\ \phi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-32})$$

- Équations magnétiques

Au stator :

$$\begin{bmatrix} \phi_{ds} \\ \phi_{qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_s & 0 \\ 0 & L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_m & 0 \\ 0 & L_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-33})$$

Au rotor :

$$\begin{bmatrix} \phi_{dr} \\ \phi_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_r & 0 \\ 0 & L_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dr} \\ i_{qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_m & 0 \\ 0 & L_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ds} \\ i_{qs} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-34})$$

Avec :

- $L_s = l_s - L_m$: inductance cyclique propre du stator ;
- $L_r = l_r - L_m$: inductance cyclique propre du rotor ;
- $L_m = \frac{3}{2} L_{m0}$: inductance mutuelle stator-rotor.
- Équations mécaniques

Le couple électromécanique développé par la machine dans le repère biphasé est défini par la relation suivante (p étant le nombre de paires de pôles) :

$$T_{em} = p \frac{L_m}{L_r} (\phi_{dr} i_{qs} - \phi_{qr} i_{ds}) \quad (\text{A IX-35})$$

3.3 Représentation d'état du modèle

Le modèle de la MA étant non-linéaire, il doit-être linéaire à différents points de fonctionnement pour permettre la réalisation de commandes. Souvent, les techniques de contrôle nécessitent donc une représentation sous forme d'état de la machine. Celle-ci permet de définir l'état du système à n'importe quel instant futur, si l'état à l'instant initial et le comportement des variables extérieures qui influent sur le système, sont connus. L'avantage est de connaître le comportement interne et pas seulement le comportement externe comme c'est le cas avec une fonction de transfert. La forme générale de l'équation d'état est décrite de la manière suivante :

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \dot{X} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{A IX-36})$$

Avec :

- $\begin{bmatrix} X \end{bmatrix}$: vecteur d'état ;
- $\begin{bmatrix} Y \end{bmatrix}$: vecteur de sortie ;

- $\begin{bmatrix} U \end{bmatrix}$: vecteur de commande ;
- $\begin{bmatrix} A \end{bmatrix}$: matrice d'évaluation d'état du système ;
- $\begin{bmatrix} B \end{bmatrix}$: matrice du système de commande ;
- $\begin{bmatrix} C \end{bmatrix}$: matrice de sortie.

Pour une MA alimentée en tension, les variables d'états, choisis sont les courants statoriques et les flux rotoriques. Les entrées (variables de commandes) et les sorties (mesures) sont respectivement les tensions et courant statoriques. D'après les équations précédentes, il est possible d'obtenir le système suivant :

$$\begin{cases} \frac{di_{ds}}{dt} = -\left(\frac{1}{T_s\sigma} + \frac{1-\sigma}{T_r\sigma}\right)i_{ds} + \omega i_{qs} + \frac{1-\sigma}{L_m T_r \sigma}\phi_{dr} + \frac{1-\sigma}{L_m \sigma}\omega_r \phi_{qr} + \frac{1}{L_s \sigma}V_{ds} \\ \frac{di_{qs}}{dt} = -\omega i_{ds} - \left(\frac{1}{T_s\sigma} + \frac{1-\sigma}{T_r\sigma}\right)i_{qs} - \frac{1-\sigma}{L_m \sigma}\phi_{dr} + \frac{1-\sigma}{L_m T_r \sigma}\omega \phi_{qr} + \frac{1-\sigma}{L_s \sigma}V_{qs} \\ \frac{d\phi_{dr}}{dt} = \frac{L_m}{T_r}i_{ds} - \frac{1}{T_r}\phi_{dr} - \omega_s \phi_{qr} \\ \frac{d\phi_{qr}}{dt} = \frac{L_m}{T_r}i_{qs} - \omega_s \phi_{dr} - \frac{1}{T_r}\phi_{qr} \end{cases} \quad (\text{A IX-37})$$

Avec :

- $T_r = \frac{L_r}{R_r}$: constante de temps rotorique ;
- $T_s = \frac{L_s}{R_s}$: constante de temps statorique ;
- $\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}$: coefficient de dispersion.

Par identification, il est possible d'en déduire les matrices d'état :

$$\begin{bmatrix} X \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{ds} & i_{qs} & \phi_{dr} & \phi_{qr} \end{bmatrix}^T \quad (\text{A IX-38})$$

$$\begin{bmatrix} Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{ds} & i_{qs} \end{bmatrix}^T \quad (\text{A IX-39})$$

$$\begin{bmatrix} U \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ds} & V_{qs} \end{bmatrix}^T \quad (\text{A IX-40})$$

$$[A] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{T_s\sigma} - \frac{1-\sigma}{T_r\sigma} & \omega & \frac{1-\sigma}{L_m T_r \sigma} & \frac{1-\sigma}{L_m \sigma} \omega_r \\ -\omega & -\frac{1}{T_s\sigma} - \frac{1-\sigma}{T_r\sigma} & -\frac{1-\sigma}{L_m \sigma} \omega_r & \frac{1-\sigma}{L_m T_r \sigma} \\ \frac{L_m}{T_r} & 0 & -\frac{1}{T_r} & \omega_s \\ 0 & \frac{L_m}{T_r} & -\omega_s & -\frac{1}{T_r} \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-41})$$

$$[B] = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_s\sigma} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_s\sigma} & 0 & 0 \end{bmatrix}^T \quad (\text{A IX-42})$$

$$[C] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A IX-43})$$

4. Batterie Lithium-ion

Bien qu'il existe diverses modèles de batterie, la modélisation électrique reste commune à toutes. Illustré à la figure IX-3 suivante, le circuit électronique se compose simplement d'une source de tension et d'une résistance interne.

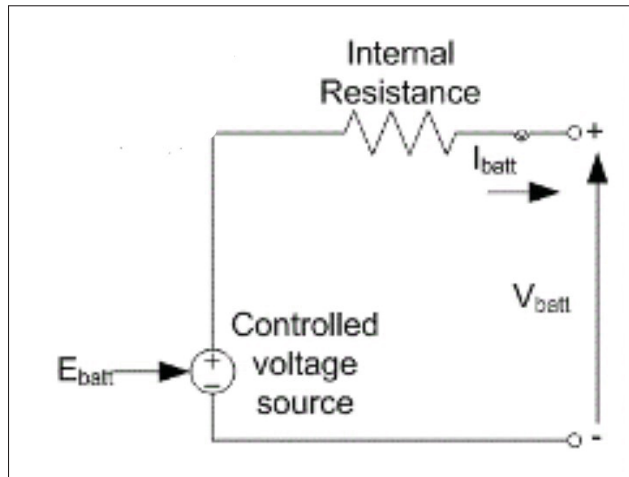


Figure-A IX-3 Représentation du circuit électrique d'une batterie
Tirée de MathWorks (2022)(Simulink)

Dans le contexte du pompage solaire, le courant qui la traverse est généré par le panneau PV et sa caractéristique peut donc se représenter comme suite :

$$P_{bat} = f(P_{pv}, V_{bat}) = I_{bat} * V_{bat} \quad (\text{A IX-44})$$

L'intérêt de la modélisation de la batterie reste tout de même de pouvoir exprimer sa charge électrique, ce qui permet de connaître son état de charge pour pouvoir ensuite réaliser un algorithme de gestion du cycle de la batterie. À partir d'ici, les modèles dynamiques de charge et de décharge divergent selon le type de batterie utilisé. Ici, il a été choisi de présenter rapidement le comportement de la batterie Plomb-Acide, celle utilisée lors des simulations. Les équations de charge et de décharge sont les suivantes (MathWorks, 2022) :

$$Decharge(i^* > 0) : f_1(i_t, i^*, i) = E_0 - K \frac{Q}{Q - i_t} (i^* + i_t) + Laplace^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \right) \quad (\text{A IX-45})$$

$$Charge(i^* < 0) : f_1(i_t, i^*, i) = E_0 - K \frac{Q}{i_t + 0.1Q} i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + Laplace^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \frac{1}{s} \right) \quad (\text{A IX-46})$$

Avec :

- E_0 : constante de tension (V) ;
- K : constante de polarisation (V/Ah) ;
- Q : capacité maximale de la batterie (Ah) ;
- $\frac{Exp(s)}{Sel(s)} = \frac{A}{\frac{1}{Bi(t)} s + 1}$;
- $Exp(s)$: zone exponentielle dynamique (V) ;
- $Sel(s)$: représente le mode de la batterie, $Sel(s) = 0$ pendant de la décharge et, $Sel(s) = 1$ lors de la charge ;
- A : tension exponentielle (V) ;
- B : capacité exponentielle (Ah^{-1}).

ANNEXE X

LISTE DU MATÉRIEL POUR L'INSTALLATION DU BANC D'ESSAIS

BOM : Banc d'essai de pompage d'eau solaire Photovoltaïque autonome				DELPECH Théo THOMASSET Bastien			
<u>1</u>	<u>Composants principaux</u>						
Nom	Référence	Image	Fabriqueant	Caractéristiques Importantes	Prix unitaire	Quantité	Prix total
Panneau PV	KuPower CS1H-335MS		Canadian Solar	$P_{max} = 335\text{ W}$ $V_{mp} = 43.6\text{ V} / I_{max} = 9.73\text{ A}$ $V_{oc} = 36.2\text{ V} / I_{sc} = 9.27\text{ A}$ $S = 1.686\text{ m}^2$	312,5 \$	1	312,5 \$
Contrôleur de pompe solaire LCB	UPNE-Tech LCB 12 A 12/24 V		UPNE-Tech	$P_{max} = 350\text{ W}$ $V_{nom} = 12/24\text{ V}$ $I_{max} = 12\text{ A}$ $S_{wiremax} = 16\text{ mm}^2$	218 \$	1	218 \$
Pompe (CC à AP)	Centrifugal 7322 - 24PV		Dankoff	$V_{nom} = 30\text{ V}$ $Q_{nom} = 5.41\text{ m}^3/\text{h}$ $P_{nom} = 285\text{ W}$ $E_{nom} = 41.4\%$	2499 \$	1	2499 \$
Réservoir	Lefebvre	/	Génie Civil - entreprise Locale	$V = 1\text{ m}^3 / S = 1\text{ m}^2$ $D_{pompe} > 3\text{ cm}$ - Vanne supérieure d'entrée pour tuyau de diamètre 3"	100 \$	0	0 \$
Structure	TPM1-G		Preformed	- Fixation : ballaste ou vis de sol ; - Pour un panneau standard type G.	425 \$	1	425 \$

Figure-A X-1 Liste des principaux composants pour le banc d'essais

<u>2</u>	<u>Câblages et tuyauterie</u>						
Nom	Référence	Image	Fabriqueur	Caractéristiques Importantes	Prix unitaire /revendeur	Quantité	Prix total
Kit adaptateur solaire (connexion entre panneaux et contrôleur)	RNG-AK-10FT-10-CA		Renogy	$L = 10 \text{ ft} \sim 3 \text{ m}$ $D = 10 \text{ AWG}$ $S = 6 \text{ mm}^2$ - Weatherproof	35 \$	1	35 \$
Câble électrique (connexion entre moteur et contrôleur)	BNTECHGO 10 gauge 10 ft red and 10 ft black		BNTECHGO-US	$L = 10 \text{ ft} \sim 3 \text{ m}$ $D = 10 \text{ AWG}$ - Matière : Caoutchouc + cuivre	17 \$	1	17 \$
DC miniature circuit Breaker (fusibles)	SUNDCCB16MN1P-CA		Renogy	$I_{max} = 16 \text{ A}$ $V_{max} = 250 \text{ V}$	25 \$	4	100 \$
Float switch	Float switch pump down 10 A 11004		Dankoff	Fonctionnement avec contrôleur LCB correspond à un type « pump down »	44 \$	1	44 \$
Abri pour les composants	/	/	Achat ou fabrication	Doit contenir la pompe et le contrôleur obligatoirement	/	0	0 \$

Figure-A X-2 Liste des composants secondaires pour le banc d'essais

Tuyau flexible en polyéthylène	BO CO-300-75-1		Dubois Agrinovation	$L = 100' = 30m$ $D = 3'' = 76,2\text{ mm}$ - Matière : Polyéthylène	385,07 \$	1	385,07 \$
Collet Maxi-Clamp	IC M8-86-91		Dubois Agrinovation	$Grandeur_{mini} = 86\text{ mm}$ $Grandeur_{maxi} = 91\text{ mm}$ - Matière : Polyéthylène	5,19 \$	30	155,7 \$
Clapet de pied 3" Insert X 3" Insert	Adaptateur mâle Mpt X Insert II 1436030		Dubois Agrinovation	$D = 3'' = 76,2\text{ mm}$ - Matière : PVC	117,16 \$	1	117,16 \$
	Clapet de pied PVC IV 17PFV-300	/		Matière : PVC			
Manchon Insertion en PVC – cédule 40	II 1429030		Dubois Agrinovation	$D = 3'' = 76,2\text{ mm}$ - Matière : PVC	11,85 \$	5	59,25 \$
Coude 90 en PVC Insertion – Cédule 40	II 1406030		Dubois Agrinovation	$D = 3'' = 76,2\text{ mm}$ - Matière : PVC	25,95 \$	5	129,75 \$

Valve anti-retour 3" Insert X 3" Insert	Adaptateur mâle Mpt X Insert II 1436030		Dubois Agrinovation	$D = 3'' = 76,2\text{ mm}$ - Matière : PVC	297,92 \$	1	297,92 \$
	Valve anti-retour IV 17CV300			Matière : laiton			
Valve à bille 3" Insert X 3" Insert	Adaptateur mâle Mpt X Insert II 1436030		Dubois Agrinovation	$D = 3'' = 76,2\text{ mm}$ - Matière : PVC	76,08 \$	2	152,16 \$
	Vale à bielle IV 0921-30			$D = 3'' = 76,2\text{ mm}$ - Matière : PVC			
Adaptateur réduit 3" Insert X 1-1/4" Mpt	Adaptateur PVC Slip Boyau 3" Machiné II IXS03	/	Dubois Agrinovation	Matière : PVC	30,31 \$	1	30,31 \$
	Réduit collé X Spigot SCH 80 II 437336			$D = 3'' \times 1 - 1/4'' = 76,2\text{ mm} \times 31,75\text{ mm}$			
	Demi-Mamelon PVC SCH80 1-1/4 X 2-3/4" II 861175.5	/					

Adaptateur réduit 3" Insert X 1" Mpt	Adaptateur PVC Slip Boyau 3" Machiné II IXS03	/	Dubois Agrinovation	Matière : PVC	30,30 \$	1	30,30 \$
	Réduit collé X Spigot SCH 80 II 437335			$D = 3'' \times 1'' = 76,2\text{ mm} \times 25,4\text{ mm}$			
	Demi-Mamelon 1" X 2" SCH80 II 861135.5	/					
Prix sous-total Composants Principaux					3454,5 \$		
Prix sous-total Composants Secondaires					1553,62 \$		
Prix TOTAL					5008,12 \$		

Figure-A X-3 Liste des composants secondaires pour le banc d'essais

BIBLIOGRAPHIE

- Ahmed, M. M., Hassanien, W. S. & Enany, M. A. (2021). Modeling and evaluation of SC MPPT controllers for PVWPS based on DC motor. *Energy Reports*, 7, 6044-6053. doi : 10.1016/j.egy.2021.09.055.
- Arrouf, M. & Ghabrour, S. (2007). Modelling and simulation of a pumping system fed by photovoltaic generator within the Matlab/Simulink programming environment. *Desalination*, 209, 23-30. doi : 10.1016/j.desal.2007.04.004.
- Ba, A., Ehssein, C. O., Mahmoud, M. E. M. O. M., Hamdoun, O. & Elhassen, A. (2018). Comparative Study of Different DC/DC Power Converter for Optimal PV System Using MPPT (P&O) Method. *Applied Solar Energy (English translation of Geliotekhnika)*, 54, 235-245. doi : 10.3103/S0003701X18040047.
- Bakelli, Y., Arab, A. H. & Azoui, B. (2011). Optimal sizing of photovoltaic pumping system with water tank storage using LPSP concept. *Solar Energy*, 85, 288-294. doi : 10.1016/j.solener.2010.11.023.
- Benghanem, M., Daffallah, K. O., Joraid, A. A., Alamri, S. N. & Jaber, A. (2013). Performances of solar water pumping system using helical pump for a deep well : A case study for Madinah, Saudi Arabia. *Energy Conversion and Management*, 65, 50-56. doi : 10.1016/j.enconman.2012.08.013.
- Benghanem, M., Daffallah, K. O., Alamri, S. N. & Joraid, A. A. (2014). Effect of pumping head on solar water pumping system. *Energy Conversion and Management*, 77, 334-339. doi : 10.1016/j.enconman.2013.09.043.
- Benlarbi, K., Mokrani, L. & Nait-Said, M. S. (2004). A fuzzy global efficiency optimization of a photovoltaic water pumping system. *Solar Energy*, 77, 203-216. doi : 10.1016/j.solener.2004.03.025.
- Betka, A. & Attali, A. (2010). Optimization of a photovoltaic pumping system based on the optimal control theory. *Solar Energy*, 84, 1273-1283. doi : 10.1016/j.solener.2010.04.004.
- Bouchakour, A., Borni, A. & Brahami, M. (2021). Comparative study of P&O-PI and fuzzy-PI MPPT controllers and their optimisation using GA and PSO for photovoltaic water pumping systems. *International Journal of Ambient Energy*, 42, 1746-1757. doi : 10.1080/01430750.2019.1614988.
- Camilo, S. & Martinez, G. (2017). *Outil d'aide à la décision pour le dimensionnement de systèmes de pompage solaire PV par*. (Mémoire de maîtrise).

- Campana, P. E., Li, H., Zhang, J., Zhang, R., Liu, J. & Yan, J. (2015). Economic optimization of photovoltaic water pumping systems for irrigation. *Energy Conversion and Management*, 95, 32-41. doi : 10.1016/j.enconman.2015.01.066.
- CanadianSolar. PV Module HiDM CS1H-335 Technical Data. Repéré à https://static.csisolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiDM_CS1H-MS_EN.pdf.
- Carrier, F. & Schiller, E. J. (1993). Method for sizing water tanks in solar water pumping systems. *Revue des Sciences de l'Eau*, 6, 175-193. doi : 10.7202/705172ar.
- Cuadros, F., López-Rodríguez, F., Marcos, A. & Coello, J. (2004). A procedure to size solar-powered irrigation (photoirrigation) schemes. *Solar Energy*, 76, 465-473. doi : 10.1016/j.solener.2003.08.040.
- DANKOFF. SunCentric Surface Pump Technical Data. Repéré à <https://www.dankoffsolarpumps.com/wp-content/uploads/DANKOFF-SOLAR-SunCentric-Technical-Data.pdf>.
- DPW. Top of Pole PV Mounting System - Specifications. Repéré à <https://www.solaris-shop.com/dpw-tpm1-g-top-of-pole-mount-for-1-type-g-module/>.
- Duffie, J. A. & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. Wiley.
- Errouha, M., Derouich, A., Nahid-Mobarakeh, B., Motahhir, S. & Ghzizal, A. E. (2019). Improvement control of photovoltaic based water pumping system without energy storage. *Solar Energy*, 190, 319-328. doi : 10.1016/j.solener.2019.08.024.
- Flores, C., Poza, F. & Narvarte, L. (2012). A tool to widen the possibilities of PV pumping simulation. *International Journal of Sustainable Energy*, 31, 73-84. doi : 10.1080/1478646X.2011.553284.
- Fthenakis, V. M. & Kim, H. C. (2007). Greenhouse-gas emissions from solar electric- and nuclear power : A life-cycle study. *Energy Policy*, 35, 2549-2557. doi : 10.1016/j.enpol.2006.06.022.
- Ghoneim, A. A. (2006). Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems. *Energy Conversion and Management*, 47, 1449-1463. doi : 10.1016/j.enconman.2005.08.015.
- Glasnovic, Z. & Margeta, J. (2007). A model for optimal sizing of photovoltaic irrigation water pumping systems. *Solar Energy*, 81, 904-916. doi : 10.1016/j.solener.2006.11.003.
- Govindarajan, R. K., Parthasarathy, P. R. & Ganesan, S. I. (2014). A control scheme with performance prediction for a PV fed water pumping system. *Frontiers in Energy*, 8, 480-489. doi : 10.1007/s11708-014-0334-6.

- Gualteros, S. & Rousse, D. R. (2021). Solar water pumping systems : A tool to assist in sizing and optimization. *Solar Energy*, 225, 382-398. doi : 10.1016/j.solener.2021.06.053.
- Hamidat, A. & Benyoucef, B. (2008). Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems. *Renewable Energy*, 33, 933-942. doi : 10.1016/j.renene.2007.06.023.
- Hamidat, A. & Benyoucef, B. (2009). Systematic procedures for sizing photovoltaic pumping system, using water tank storage. *Energy Policy*, 37, 1489-1501. doi : 10.1016/j.enpol.2008.12.014.
- HydroQuébec. (2022a). Comprendre ma consommation - Aspects méconnus des appareils électriques. Repéré à <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/consommation/consommation-appareils-electriques.html>.
- HydroQuébec. (2022b). Consommation selon les caractéristiques de l'habitation. Repéré à <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/consommation/outils/utilisation-electricite.html>.
- IRENA. (2020). Key findings : Renewable power generation costs in 2019. Repéré à https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jun/IRENA_Costs_2019_EN.pdf?la=en&hash=BFAAB4DD2A14EDA7329946F9C3BDA9CD806C1A8A.
- Janardhan, K., Mittal, A. & Ojha, A. (2020). Performance investigation of stand-alone solar photovoltaic system with single phase micro multilevel inverter. *Energy Reports*, 6, 2044-2055. doi : 10.1016/j.egyr.2020.07.006.
- Kchaou, A., Naamane, A., Koubaa, Y. & M'Sirdi, N. K. (2017). Comparative study of different MPPT techniques for a stand-Alone PV system. *2016 17th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering, STA 2016 - Proceedings*, 629-634. doi : 10.1109/STA.2016.7952092.
- Khlifi, M. A. (2016). Study and control of photovoltaic water pumping system. *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 11, 117-124. doi : 10.5370/JEET.2016.11.1.117.
- Kolhe, M., Kolhe, S. & Joshi, J. C. (2002). Economic viability of stand-alone solar photovoltaic system in comparison with diesel-powered system for India.
- Kumar, A. & Kandpal, T. C. (2007). Potential and cost of CO₂ emissions mitigation by using solar photovoltaic pumps in India. *International Journal of Sustainable Energy*, 26, 159-166. doi : 10.1080/14786450701679332.
- Lazarov, V. D., Omar, M. & Zarkov, Z. (2009). *Modélisation des convertisseurs statiques DC-DC pour des applications dans les énergies renouvelables en utilisant Matlab/Simulink*. UTC.

- Le centre d'information sur l'eau. (2022). Consommation d'eau domestique par pays. Repéré à <https://www.cieau.com/le-metier-de-leau/ressource-en-eau-eau-potable-eaux-usees/la-consommation-deau-domestique-est-elle-la-meme-a-travers-le-monde/>.
- Lunel, T. (2020). *A Flexible, Genuine Software for the Simulation and Sizing of Photovoltaic Pumping Systems*. (Mémoire de maîtrise).
- Massaq, Z., Abounada, A. & Ramzi, M. (2020). Robust non-linear control of a hybrid water pumping system based on induction motor. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, 11, 1995-2006. doi : 10.11591/ijpeds.v11.i4.pp1995-2006.
- MathWorks. (2022). MathWorks Help Center. Repéré à <https://fr.mathworks.com/help/simulink/>.
- Meah, K., Fletcher, S. & Ula, S. (2008). Solar photovoltaic water pumping for remote locations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12, 472-487. doi : 10.1016/j.rser.2006.10.008.
- Mishra, A. K. (2018). Modified SEPIC Converter Utilizing an Improved P&O Algorithm for design of Low Cost and Efficient Solar Energized Water Pump.
- Mokeddem, A., Midoun, A., Kadri, D., Hiadsi, S. & Raja, I. A. (2011). Performance of a directly-coupled PV water pumping system. *Energy Conversion and Management*, 52, 3089-3095. doi : 10.1016/j.enconman.2011.04.024.
- Nabil, M., Allam, S. M. & Rashad, E. M. (2013). Performance improvement of a photovoltaic pumping system using a synchronous reluctance motor. *Electric Power Components and Systems*, 41, 447-464. doi : 10.1080/15325008.2012.749554.
- Olcan, C. (2015). Multi-objective analytical model for optimal sizing of stand-alone photovoltaic water pumping systems. *Energy Conversion and Management*, 100, 358-369. doi : 10.1016/j.enconman.2015.05.018.
- Pande, P. C., Singh, A. K., Ansari, S., Vyas, S. K. & Dave, B. K. (2003). Design development and testing of a solar PV pump based drip system for orchards. *Renewable Energy*, 28, 385-396. Repéré à www.elsevier.com/locate/renene.
- PVsyst. (2022). PVsyst 7 Help. Repéré à <https://www.pvsyst.com/help/index.html>.
- Radhakrishnan, S. (2015). Linear Current Booster for Solar FED DC Pumps.
- Richards, B. S. & Scheferb, A. I. (2002). Design considerations for a solar-powered desalination system for remote communities in Australia. *EI.SEVIER Desalination*, 144, 193-199. Repéré à www.elsevier.com/locate/desal.

- Rubio-Aliaga, García-Cascales, M. S., Sánchez-Lozano, J. M. & Molina-García, A. (2019). Multidimensional analysis of groundwater pumping for irrigation purposes : Economic, energy and environmental characterization for PV power plant integration. *Renewable Energy*, 138, 174-186. doi : 10.1016/j.renene.2019.01.077.
- Sallem, S., Chaabene, M. & Kamoun, M. B. (2009). Energy management algorithm for an optimum control of a photovoltaic water pumping system. *Applied Energy*, 86, 2671-2680. doi : 10.1016/j.apenergy.2009.04.018.
- Setiawan, A. A., Purwanto, D. H., Pamuji, D. S. & Huda, N. (2014). Development of a solar water pumping system in karsts rural area tepus, gunungkidul through student community services. *Energy Procedia*, 47, 7-14. doi : 10.1016/j.egypro.2014.01.190.
- Short, T. D. & Oldach, R. (2003). Solar powered water pumps : The past, the present - and the future ? *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, 125, 76-82. doi : 10.1115/1.1528923.
- Singh, B. (2018). PV Array Energized Standalone Water Pumping System Using Dual Output SE-CuCC Converter.
- Sivakumar, S., Sathik, M. J., Manoj, P. S. & Sundararajan, G. (2016). An assessment on performance of DC-DC converters for renewable energy applications. Elsevier Ltd. doi : 10.1016/j.rser.2015.12.057.
- Soto, W. D., Klein, S. A. & Beckman, W. A. (2006). Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, 80, 78-88. doi : 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- Taufik, Oi, A., Anwari, M. & Taufik, M. (2009). Modeling and simulation of photovoltaic water pumping system. *Proceedings - 2009 3rd Asia International Conference on Modelling and Simulation, AMS 2009*, 497-502. doi : 10.1109/AMS.2009.85.
- Transition Énergétique Québec. (2019). Facteurs d'émissions et de conversion. Repéré à <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/FacteursEmission.pdf>.
- Trivedi, A., Gupta, A., Pachauri, R. K. & Chauhan, Y. K. (2017). Comparison of Perturb & Observe and Ripple correlation control MPPT algorithms for PV array. *1st IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems, ICPEICES 2016*. doi : 10.1109/ICPEICES.2016.7853459.
- United Nations. (2010). United Nations publication, Sales No. E.97.IV.6), chap. I, resolution 1, annex II. 3 Report of the United Nations Water Conference. Repéré à https://www.un.org/en/ga/search/view_doc.asp?symbol=A/RES/64/292.

United Nations. (2021). Summary Progress Update 2021 : SDG 6-water and sanitation for all. Repéré à https://www.unwater.org/publication_categories/sdg6-progress-reports/.

UPNE-TECH. LCB Pump Controller User Manual. Repéré à <http://www.upnetech.com/>.

Verma, S., Mishra, S., Chowdhury, S., Gaur, A., Mohapatra, S., Soni, A. & Verma, P. (2020). Solar PV powered water pumping system - A review. *Materials Today : Proceedings*, 46, 5601-5606. doi : 10.1016/j.matpr.2020.09.434.

Wong, S. (2019). Decentralised, Off-Grid Solar Pump Irrigation Systems in Developing Countries—Are They Pro-poor, Pro-environment and Pro-women ? *Climate Change Management*, 367-382. doi : 10.1007/978-3-319-75004-0_21.

World Meteorological Organization. (2021). United in Science 2021. Repéré à https://public.wmo.int/en/resources/united_in_science.