

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITÉ ABOU-BEKR BELKAID - TLEMCCEN



THÈSE LMD

Présentée à :

FACULTÉ DES SCIENCES - DÉPARTEMENT DE PHYSIQUE

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT

Spécialité : *Énergies Renouvelables*

Par :

BOUZID ZAKARIA

Sur le thème :

Contribution à l'Optimisation d'un Système de Conversion
Éolien Photovoltaïque : Application pour un Site Isolé

Soutenue publiquement le 29 - 09 - 2016 à Tlemcen devant le jury composé de :

M. BENYOUCEF B.	Professeur	Université de Tlemcen	Président
Mme GHELLAI N.	Professeur	Université de Tlemcen	Directrice de Thèse
M. BENOUAZ T.	Professeur	Université de Tlemcen	Examinateur
M. TIOURSI M.	Professeur	U.S.T.O - M.B Oran	Examinateur
M. MALEK A.	Directeur de Recherche	C.D.E.R Alger	Examinateur
Mme GUERRI O.	Directrice de Recherche	C.D.E.R Alger	Examinatrice
M. BOUDIA S. M.	Maître de Recherche	C.D.E.R Alger	Invité

Unité de Recherche en Matériaux et Énergies Renouvelables
Pôle Universitaire Imama, B.P. 119, 13000, Tlemcen, Algérie

*We are like tenant farmers
chopping down the fence around
our house for fuel when we
should be using Nature's
inexhaustible sources of energy -
sun, wind and tide. I'd put my
money on the sun and solar
energy. What a source of
power! I hope we don't have to
wait until oil and coal run out
before we tackle that.*

- THOMAS A. EDISON

À mes chers parents,

À mes frères et sœur,

À mes formateurs,

À ceux qui consacrent leur vie à la science,

Et à tous ceux que je ne nomme pas, mais qui se reconnaîtront.

REMERCIEMENTS

Le doctorat représente des années de travail. En laboratoire, nous sommes constamment sous pression, tenus de respecter les règles, et obligés de toujours être à la hauteur afin d'achever la rédaction de notre thèse. Ceci peut laisser penser que le thésard vit dans un climat froid, rigide et vide de tout sentiment, mais c'est faux. Le doctorat en soi est loin d'être dénué de vie et de créativité. En effet, les interactions humaines que nous avons durant notre longue épopée représentent l'une des plus belles époques dans la vie d'un étudiant.

Une fois notre thèse achevée, vient le temps des remerciements. Donc je me lance :

Je tiens tout d'abord à exprimer mes plus vifs remerciements à Madame GHELLAI NASSERA, professeur à l'université de Tlemcen, qui fut une directrice de thèse attentive et disponible malgré ses nombreuses responsabilités. Elle restera pour moi un modèle de professionnalisme, compétence, clairvoyance et de rigueur scientifique. L'idée de voler de ses propres ailes est un peu effrayante, mais à ses côtés j'ai eu l'immense honneur d'apprendre et de grandir, et je compte bien continuer. Merci pour tout.

J'exprime tous mes remerciements à l'ensemble des membres du jury : Monsieur BENYOUCEF BOUMEDIENE, professeur à l'université de Tlemcen, pour m'avoir accueilli au sein de sa formation doctorale " Énergies Renouvelables " et fait l'honneur d'accepter de présider le jury. Monsieur BENOUAZ TAYEB, professeur à l'université de Tlemcen, chez qui j'ai eu la chance d'étudier et qui a bien voulu examiner mon travail. Monsieur TIOURSI MUSTAPHA, professeur à l'université des Sciences et Technologie d'Oran, Monsieur MALEK ALI et Madame GUERRI OUAHIBA, directeurs de recherche au sein du Centre de Développement des Énergies Renouvelables (C.D.E.R) d'Alger, pour avoir répondu favorablement en acceptant d'examiner mon travail, et Monsieur BOUDIA SIDI MOHAMMED, maître de recherche au C.D.E.R, pour l'honneur qu'il me fait en étant invité.

Merci à Monsieur KAABACHE ABDELHAMID qui m'a fait l'honneur de m'encadrer lors de mon stage au C.D.E.R. Une mention spéciale aux membres de l'Unité de Recherche en Matériaux et Énergies Renouvelables (U.R.M.E.R) que j'ai eu la chance de croiser, pour le climat sympathique dans lequel ils m'ont permis de travailler. Les mots me manquent pour

exprimer ma gratitude envers mes plus proches ami(e)s qui ont toujours cru en moi et qui étaient aussi impatients que moi pour voir enfin l'accomplissement de mon travail de doctorat.

Je tenais aussi à exprimer un remerciement un peu spécial aux difficultés que j'ai rencontré durant mes travaux de recherche et leurs instigateurs. Vous m'avez toujours donné envie de me surpasser, et c'est un peu grâce à vous que j'ai toujours visé plus haut pour outrepasser les problèmes et évoluer. MERCI!

Enfin, les remerciements les plus évidents étant les plus importants, j'adresse toute mon affection aux membres de ma famille, en particulier à mes parents pour leur patience et leur soutien incontournable durant tout mon cursus universitaire. Leur intelligence, leur confiance, leur tendresse, leur amour me portent et me guident tous les jours. Merci pour avoir fait de moi ce que je suis aujourd'hui.

RÉSUMÉ

Actuellement, les sources renouvelables sont de plus en plus utilisées dans les systèmes hybrides. Compte tenu de la compétitivité économique des technologies solaires et éoliennes sur sites isolés, notre travail est axé sur l'optimisation du dimensionnement d'un système photovoltaïque/éolien sur ces sites.

Notre étude est basée sur les modélisations mathématiques des différents composants du système hybride. D'un côté, l'étude du générateur photovoltaïque nécessite des données du rayonnement solaire. La difficulté d'accès ainsi que le manque de ces données, particulièrement sur de longues périodes, nous a amené à développer une méthodologie complète pour les générer sur une période d'environ 20 années, et cela nous a permis de réactualiser le gisement solaire algérien.

D'un autre côté, l'étude du gisement éolien nécessite elle aussi de disposer de données relatives aux vitesses du vent. Dans notre travail, nous avons développé notre propre méthodologie afin de récupérer et traiter ces dernières sur de longues périodes (environ 20 années). Cela nous a principalement permis d'évaluer le gisement éolien sur 24 sites répartis un peu partout en Algérie. Une fois les deux gisements renouvelables analysés, nous avons réservé un intérêt particulier à l'analyse des complémentarités temporelle et énergétique entre les deux sources solaire - éolien utilisées dans notre système hybride. Ainsi, en exploitant ces résultats et en prenant en compte le critère d'isolement, nous avons retenu dans notre étude deux sites : "Tindouf" et "El Golea".

La modélisation mathématique des différents composants du système hybride a permis de repérer les paramètres cruciaux intervenant dans l'optimisation. Ainsi, tout en testant différents modèles de panneaux photovoltaïques et différentes éoliennes, nous avons constaté qu'il n'était pas nécessaire de prendre des panneaux à haut rendement au niveau photovoltaïque ni de grandes puissances au niveau turbines pour avoir un coût réduit d'énergie électrique produite et consommée.

Nos résultats montrent que le côté photovoltaïque est prédominant au niveau du système hybride. En effet, l'Algérie dispose d'un grand potentiel solaire. Toutefois, afin de parer à certaines éventualités (conditions météorologiques défavorables, effet de masque des panneaux, conditions extrêmes ...etc.) l'ajout d'éoliennes au système permet d'avoir plus d'énergie pour la stocker afin de répondre aux différents profils de charges dans certaines conditions.

Mots clés : *Algérie, gisement solaire, éolien, photovoltaïque, système hybride, complémentarité, optimisation, dimensionnement.*

ABSTRACT

Currently, renewable energy sources are increasingly used in hybrid systems. Given the economic competitiveness of solar and wind technologies on isolated sites, our work is focused on optimizing the sizing of a solar/wind system on these sites.

Our study is based on the mathematical models of the different components of the hybrid system. On the one hand, the study of the PV generator requires data of solar radiation. The difficulty of access and the lack of such data, especially over long periods, has led us to develop a comprehensive methodology to generate these data over a period of about 20 years. This allowed us to update the Algerian solar potential.

On the other hand, the study of wind resource requires also to have data of wind speeds. In our work, we have developed our own methodology to collect and process these data for long periods (approximately 20 years). This has mainly allowed us to assess the wind resources at 24 sites located throughout Algeria. Once analyzed both renewable deposits, we booked a special interest in the analysis of temporal energy and complementarities between the two solar - wind energy sources used in our hybrid system. Thus, by exploiting these results, in addition to the taken into account the isolation criterion, we choose two sites : "Tindouf" and "El Golea."

Mathematical modeling of the components of the hybrid system was used to identify the critical parameters involved in optimization process. Thus, while testing different models of photovoltaic panels and wind turbines, we found that it was not necessary to take high efficiency photovoltaic panels or turbines with high rated power for a reduced cost of electricity produced and consumed.

Our results show that the PV side is predominant in the hybrid system. Indeed, Algeria has a large solar potential. However, to parry certain contingencies (weather conditions, PV panels mask effect, extreme conditions ... etc.) Adding wind turbine to the system allows the storage of the excess energy to meet different load profiles under certain conditions.

Keywords : *Algeria, solar radiation, wind, photovoltaic, hybrid system, complementarity, optimization, sizing.*

Table des matières

Table des matières	9
Table des figures	15
Liste des tableaux	22
I État de l'Art et Objectifs	28
1 Énergie et Environnement	30
1.1 Formes et sources d'énergie	30
1.2 Relation énergie/environnement	32
1.2.1 Effet de serre	32
1.2.2 Impact environnemental par source d'énergie	33
1.3 État actuel des ressources énergétiques mondiales	35
1.3.1 Sources fossiles et nucléaire	35
1.3.2 Sources renouvelables	37
1.3.2.1 Dans le monde	37
1.3.2.2 Programme algérien de développement des énergies renouvelables	39
2 Production d'Électricité et Systèmes Hybrides	47
2.1 Production, transport et distribution d'énergie électrique	47
2.2 Sites isolés	48
2.2.1 Définition d'un site isolé	48

2.2.2	Problématique	49
2.3	Systèmes hybrides de production d'électricité	49
2.3.1	Définition	50
2.3.2	Structures et nécessité de stockage	50
2.3.3	Critères de la classification	51
2.3.3.1	Régime de fonctionnement	51
2.3.3.2	Structure du système	52
2.3.4	Revue de littérature	52
2.4	Problématiques abordées et objectifs de la Thèse	55

II Constituants du Système Hybride : Présentation et Modélisation **58**

3 Générateur photovoltaïque **60**

3.1	Présentation	60
3.1.1	Rayonnement solaire	60
3.1.2	La technologie photovoltaïque	61
3.1.2.1	Définition	61
3.1.2.2	Mécanisme de conversion photovoltaïque	61
3.1.2.3	Paramètres physiques d'une cellule PV	61
3.1.2.4	Les différentes filières du photovoltaïque	63
3.2	Modélisation mathématique	64
3.2.1	Définitions de base	64
3.2.1.1	Latitude	64
3.2.1.2	Longitude	64
3.2.1.3	Jour de l'année	64
3.2.1.4	Constante solaire	65
3.2.1.5	Albédo	65
3.2.1.6	Déclinaison solaire	65
3.2.1.7	Angle horaire du soleil	65

3.2.1.8	Heures du lever et du coucher du soleil	66
3.2.1.9	Rayonnement solaire extraterrestre	68
3.2.1.10	Indice de clarté	68
3.2.1.11	Angle d'incidence du rayonnement sur plan incliné	69
3.2.2	Rayonnement solaire sur plan incliné	70
3.2.2.1	Calcul de l'ensoleillement horaire global et diffus	70
3.2.2.2	Composantes solaires directe, réfléchie et diffuse sur surface inclinée	71
3.2.3	Rendement et puissance photovoltaïque	76
4	Énergie Éolienne	78
4.1	Présentation	78
4.1.1	Caractéristiques générales du vent	78
4.1.1.1	Origine du vent	78
4.1.1.2	Mécanique des mouvements du vent	79
4.1.1.3	Variation temporelle des vitesses du vent	80
4.1.2	Les éoliennes	80
4.1.2.1	Définition	80
4.1.2.2	Composants d'une éolienne	80
4.1.2.3	Principe de fonctionnement	82
4.1.2.4	Contrôle et commande de puissance	83
4.1.2.5	Classement des turbines éoliennes	83
4.2	Modélisation mathématique	85
4.2.1	Analyse des vitesses du vent	85
4.2.1.1	Variation temporelle	85
4.2.1.2	Étude statistique	85
4.2.1.3	Variation spatiale	90
4.2.2	Limite de BETZ	94
4.2.2.1	Énergie cinétique de l'air	95
4.2.2.2	Puissance contenue dans le vent	96

4.2.2.3	Coefficient de puissance C_p	96
4.2.3	Puissance produite	97
4.2.3.1	Modèles paraboliques de la courbe de puissance	97
4.2.3.2	Influence de l'altitude	101
5	Stockage, Contrôle et Régulation d'Énergie	103
5.1	Présentation	103
5.1.1	Système de stockage	103
5.1.1.1	Types d'accumulateurs	103
5.1.1.2	Principales caractéristiques des accumulateurs	104
5.1.2	Les diodes anti-retours	105
5.1.3	Système de régulation	106
5.1.4	Convertisseurs	108
5.1.4.1	Redresseurs	108
5.1.4.2	Onduleurs	108
5.1.4.3	Hacheurs	109
5.2	Modélisation mathématique	109
5.2.1	Stockage d'énergie	109
5.2.1.1	État de charge	109
5.2.1.2	Dégradation des performances et remplacement	110
5.2.2	Convertisseur DC/AC	112
5.2.2.1	Rendement instantané	112
5.2.2.2	Durée de vie et remplacement	113
III	Optimisation du Système Hybride PV/éolien	115
6	Potentiel Énergétique, Outils Utilisés et Complémentarité des Sources	117
6.1	Contexte général	117
6.2	Simulation numérique et outils utilisés	118
6.2.1	Python	118
6.2.2	Bash	119

6.3	Gisement solaire en Algérie	119
6.3.1	Contexte	119
6.3.2	Problématique	122
6.3.3	Démarche suivie	122
6.3.3.1	Trouver des bases de données	123
6.3.3.2	Récupérer les données	123
6.3.3.3	Calculer la durée du jour	124
6.3.3.4	Dresser des cartes solaires	124
6.4	Gisement éolien en Algérie	128
6.4.1	Contexte	128
6.4.2	Problématique	131
6.4.3	Démarche suivie	131
6.4.3.1	Trouver des bases de données	131
6.4.3.2	Récupérer et traiter les données	133
6.4.3.3	Analyser le gisement éolien de certains sites	133
6.5	Complémentarité des sources	133
7	Optimisation du Système Hybride	138
7.1	Choix des sites	138
7.1.1	Critères retenus pour le choix	138
7.1.1.1	L'isolement	138
7.1.1.2	Complémentarités temporelle et énergétique	139
7.1.2	Sites retenus pour l'étude	140
7.1.3	Analyse des modèles du rayonnement diffus	147
7.1.3.1	Méthodologie	147
7.1.3.2	Résultats	150
7.1.4	Analyse des lois de distribution	150
7.1.4.1	Méthodologie	150
7.1.4.2	Résultats	152
7.2	Profils de consommation considérés	153

7.3	Critères d'optimisation du système	156
7.3.1	Probabilité de perte d'alimentation	156
7.3.2	Analyse du coût	157
7.4	Constituants du système hybride	158
7.4.1	Panneaux photovoltaïques	159
7.4.2	Éoliennes	162
7.4.3	Batteries	166
7.4.4	Convertisseurs	167
7.4.4.1	Onduleur	167
7.4.4.2	Contrôleur de charge	168
7.4.4.3	Hacheur et redresseur	168
7.5	Application de la méthode et résultats	169
7.5.1	Méthodologie et étapes d'optimisation	169
7.5.2	Configuration des charges à alimenter	174
7.5.3	Application de la méthode d'optimisation	176
7.5.3.1	Analyse des résultats	176
7.5.3.2	Interprétation des résultats obtenus	215
7.5.3.3	Comparaison et conclusions	221

Bibliographie	234
----------------------	------------

Table des figures

1.1	Sources d'énergie primaires et leurs transformations [6]	31
1.2	Les pays qui ont émis le plus de CO_2 dans le monde (2012) [8]	32
1.3	Production de charbon dans le monde, 2012 [12]	36
1.4	Part des énergies renouvelables dans la consommation mondiale finale d'énergie, 2013 [13]	37
1.5	Taux moyens de croissance de capacité d'énergie renouvelable et de la production de biocarburants, fin 2009 jusqu'à 2014 [13]	38
1.6	Capacité totale d'électricité d'origine renouvelable installée dans le monde [15] .	38
1.7	Capacité totale d'électricité d'origine renouvelable installée en Afrique [15] . . .	39
1.8	Parts estimées des énergies renouvelables dans la production mondiale d'électricité, fin 2014 [13]	39
1.9	Évolution du programme algérien des énergies renouvelables, version initiale [16]	40
1.10	Top 5 des pays ayant la plus grande capacité installée en CSP, 2014 [15]	43
1.11	Top 10 des pays africains ayant la plus grande capacité installée en énergie éolienne, 2014 [15]	43
1.12	Objectifs du nouveau programme des énergies renouvelables en Algérie [17] . . .	45
1.13	Répartition du nouveau programme par filière technologique [17]	46
2.1	Production, transport et distribution d'énergie électrique [20]	48
2.2	Structure générale d'un système hybride [22]	50
2.3	Configurations possibles pour un système hybride	51
2.4	Configuration du système hybride étudié par ESSALAIMEH et al [23]	53
2.5	Diagramme du système hybride étudié par HONGXING [24]	53

2.6	Éléments utilisés dans l'étude de LAIDI [31]	54
3.1	Mécanisme de conversion photovoltaïque [50]	61
3.2	Exemple de caractéristique courant/tension d'une cellule PV	62
3.3	Évolution du rendement des filières photovoltaïques [51]	63
3.4	Latitude et longitude terrestres [3]	64
4.1	Convection naturelle responsable des différences de densités.	78
4.2	Composants majeurs d'une turbine éolienne à axe horizontal [82]	81
4.3	Section en coupe d'une pale de rotor	82
4.4	Évolution de la puissance des éoliennes [3]	84
4.5	Tube de vent	95
4.6	Exemple d'une courbe de puissance d'une éolienne	98
5.1	Principe de fonctionnement d'une diode anti-retour [49]	106
6.1	Carte solaires du rayonnement global journalier se trouvant sur le site internet du MEM [132]	120
6.2	Moyenne annuelle de l'irradiation globale reçue sur une surface horizontale (à gauche) et inclinée d'après la latitude du lieu (à droite), Atlas Solaire du CDER [134]	121
6.3	Appareillage (à gauche) et interface informatique (à droite) de la station de mesure, Bouzareah	121
6.4	Gisement solaire algérien pour les six premiers mois de l'année	126
6.5	Gisement solaire algérien pour les six derniers mois de l'année	127
6.6	Carte préliminaire des vents de l'Algérie, MEM [132]	128
6.7	Atlas de la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie (à 10 m) [137]	129
6.8	Atlas saisonniers de la vitesse moyenne du vent en Algérie (à 10 m) [137]	129
6.9	Vitesses moyennes annuelles du vent en Algérie par CHELLALI (à 10 m) [138]	130
6.10	Vitesses moyennes annuelles du vent en Algérie (à 10 m) [111]	130
6.11	Interface "Mapping tools" avec le filtre données horaires/subhoraires (accès en janvier 2015) [139]	132

6.12	Stations ASOS Algérie [140]	132
6.13	Valeurs de r_{xy}	136
6.14	Valeurs de r_e	137
7.1	Valeurs du paramètre r_p	139
7.2	Vues aériennes des emplacements de DAUE (à gauche) et DAOF (à droite) [140]	141
7.3	Localisations des deux sites sur la carte d'Algérie	141
7.4	Roses des vents mensuelles pour El Golea [140]	142
7.5	Roses des vents mensuelles pour Tindouf [140]	143
7.6	Roses des vents annuelles pour DAUE (à gauche) et DAOF (à droite) [140]	145
7.7	En haut : vitesses du vent horaire pendant l'année, El Golea (à gauche) et Tindouf (à droite). En bas : Rayonnement solaire journalier sur surface horizontale pour El Golea (à gauche) et Tindouf (à droite)	146
7.8	Superposition des deux courbes annuelles du rayonnement solaire journalier (El Golea et Tindouf)	147
7.9	Valeurs de NRMSD pour les deux sites, analyse du rayonnement diffus	149
7.10	Valeurs de RMSD pour les deux sites, analyse des lois de distribution	151
7.11	Fréquences du vent et distribution Weibull, El Golea	152
7.12	Fréquences du vent et distribution Normale Tronquée à deux paramètres, Tindouf	153
7.13	École primaire	154
7.14	Centre de santé	154
7.15	Maison sans enfants	155
7.16	Maison avec enfants	156
7.17	Composants essentiels du système hybride considéré	159
7.18	Variation du rendement PV en fonction du rayonnement et la température des cellules Poly1 et Poly2	160
7.19	Variation du rendement PV en fonction du rayonnement et la température des cellules Mono1 et Mono2	161
7.20	Comparaison entre les modèles de courbes de puissance	164
7.21	Comparaison entre différents degrés de polynôme	165

7.22	Nombre de cycles vs DOD pour le modèle de batterie choisie [156]	167
7.23	Différentes étapes de la phase d'initialisation du programme d'optimisation . . .	170
7.24	Consommations annuelles pour les 5 groupes d'habitations	174
7.25	Consommation totale journalière en fractions, groupes 4 et 5, profil simplifié . .	175
7.26	Consommation totale journalière en fractions, groupes 4 et 5, profil par période	175
7.27	(A) variation de la surface photovoltaïque totale optimale, (B) variation du nombre total de panneaux PV, (C) variation du nombre de hacheurs, (D) variation du nombre de redresseurs, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$.	178
7.28	(A) variation de la capacité totale des batteries, (B) variation du nombre total de batteries, (C) coût global du système lors de son cycle de vie, (D) énergie totale produite par an, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$	179
7.29	Coût du kWh d'électricité produite et consommée, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$	180
7.30	5 ^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, hauteur du mât égale à 24 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite)	182
7.31	Configuration Poly1/WT1 pour les groupes 1, 4 et 5, et configuration Poly1/WT2 pour les groupes 2 et 3 : (A) variation de la surface photovoltaïque totale, (B) variation du nombre total de panneaux PV, (C) variation du nombre de hacheurs, (D) variation du nombre de redresseurs	184
7.32	Configuration Poly1/WT1 pour les groupes 1, 4 et 5, et configuration Poly1/WT2 pour les groupes 2 et 3 : (A) variation de la capacité totale des batteries, (B) variation du nombre total de batteries, (C) coût global du système lors de son cycle de vie, (D) énergie totale produite par an	185
7.33	Configuration Poly1/WT1 pour les groupes 1, 4 et 5, et configuration Poly1/WT2 pour les groupes 2 et 3 : coût du kWh d'électricité produite et consommée . . .	186
7.34	5 ^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, hauteur du mât égale à 40 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite)	187

7.35	5 ^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, hauteur du mât égale à 40 m : (A) surface PV et capacité des batteries, (B) nombres de panneaux, batteries, hacheurs et redresseurs, (C) coût total du système et coût du kWh produit et consommé	189
7.36	3 ^{eme} groupe avec la configuration Mono1/WT3, hauteur du mât égale à 40 m : (A) surface PV et capacité des batteries, (B) nombres de panneaux, batteries, hacheurs et redresseurs, (C) coût total du système et coût du kWh produit et consommé	190
7.37	Énergie produite au cours de l'année, hauteur du mât égale à 40 m	191
7.38	5 ^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, 3 ^{eme} groupe avec la configuration Mono1/WT3, $N_w = 1$ et hauteur du mât égale à 40 m. Le signe * désigne le cas où α_f a une valeur constante : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux), capa- cité des batteries (et leur nombre), ainsi que le nombre de hacheurs et redresseurs, (B) coût total du système et coût du kWh produit et consommé	192
7.39	5 ^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, hauteur du mât égale à 40 m : taux de participation de chaque sous-système, (A) pour le cas α_f constant et (B) pour le cas α_f variable	193
7.40	3 ^{eme} groupe avec la configuration Mono1/WT3, hauteur du mât égale à 40 m : taux de participation de chaque sous-système, (A) pour le cas α_f constant et (B) pour le cas α_f variable	193
7.41	5 ^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, une seule éolienne et hauteur du mât égale à 24 m : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux) et capacité des batteries (et leur nombre), (B) énergie produite par an, coût total du système et coût du kWh produit et consommé	194
7.42	5 ^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, une seule éolienne, hauteur du mât égale à 24 m, et DOD variable : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux) et capacité des batteries (et leur nombre), (B) énergie produite par an, coût total du système et coût du kWh produit et consommé	195

7.43	(A) variation de la surface photovoltaïque totale optimale, (B) variation du nombre total de panneaux PV, (C) variation du nombre de hacheurs, (D) variation du nombre de redresseurs, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$. .	197
7.44	(A) variation de la capacité totale des batteries, (B) variation du nombre total de batteries, (C) coût global du système lors de son cycle de vie, (D) énergie totale produite par an, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$	198
7.45	Coût du kWh d'électricité produite et consommée, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$	199
7.46	1 ^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 24 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite)	202
7.47	Configuration Poly1/WT2 : (A) variation de la surface photovoltaïque totale, (B) variation du nombre total de panneaux PV, (C) variation du nombre de hacheurs, (D) variation du nombre de redresseurs	204
7.48	Configuration Poly1/WT2 : (A) variation de la capacité totale des batteries, (B) variation du nombre total de batteries, (C) coût global du système lors de son cycle de vie, (D) énergie totale produite par an	205
7.49	Configuration Poly1/WT2 : coût du kWh d'électricité produite et consommée .	206
7.50	1 ^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 40 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite)	206
7.51	1 ^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 40 m : (A) surface PV et capacité des batteries, (B) nombres de panneaux, batteries, hacheurs et redresseurs, (C) coût total du système et coût du kWh produit et consommé .	208
7.52	3 ^{eme} groupe avec la configuration Mono1/WT3, hauteur du mât égale à 40 m : (A) surface PV et capacité des batteries, (B) nombres de panneaux, batteries, hacheurs et redresseurs, (C) coût total du système et coût du kWh produit et consommé	209
7.53	Énergie produite au cours de l'année, hauteur du mât égale à 40 m	210

7.54	1 ^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, 3 ^{ème} groupe avec la configuration Mono1/WT3, $N_w = 1$ et hauteur du mât égale à 40 m. Le signe * désigne le cas où α_f a une valeur constante : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux), capacité des batteries (et leur nombre), ainsi que le nombre de hacheurs et redresseurs, (B) coût total du système et coût du kWh produit et consommé	211
7.55	1 ^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 40 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite), (A) pour le cas α_f constant et (B) pour le cas α_f variable . .	212
7.56	3 ^{ème} groupe avec la configuration Mono1/WT3, hauteur du mât égale à 40 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite), (A) pour le cas α_f constant et (B) pour le cas α_f variable	212
7.57	5 ^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT2, une seule éolienne et hauteur du mât égale à 24 m : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux) et capacité des batteries (et leur nombre), (B) énergie produite par an, coût total du système et coût du kWh produit et consommé	213
7.58	5 ^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT2, une seule éolienne, hauteur du mât égale à 24 m, et DOD variable : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux) et capacité des batteries (et leur nombre), (B) énergie produite par an, coût total du système et coût du kWh produit et consommé	215
7.59	Évolution de a production instantanée des trois éoliennes	218

Liste des tableaux

1.1	Émissions moyennes de GES exprimées en gramme CO_2 équivalent par kWh produit [10]	35
1.2	Réserves prouvées en énergies fossiles par zone géographique fin 2013 [8]	36
1.3	Réserves d'Uranium par zone géographique fin 2013 en millions tonnes U [8]	36
3.1	Valeurs de $f_{11} \rightarrow f_{23}$ selon la valeur de ε [72]	76
4.1	Valeurs de $1/L$ selon classes de stabilité de PASQUILI-GIFFORD [109]	91
4.2	Valeurs du coefficient α_f pour différents types de terrains	92
5.1	Processus de régulation [119]	107
6.1	Moyenne annuelle par région de la durée d'insolation S_0	124
6.2	Coordonnées et puissance moyenne contenue dans le vent pour les 24 sites étudiés	134
7.1	Sites retenus pour l'étude	140
7.2	Nombre de données utilisées par mois et par région, récupérée depuis le réseau ASOS DZ, pour les roses des vents	144
7.3	Journées moyennes pour chaque mois de l'année [49]	148
7.4	Modèles optimaux de rayonnement diffus pour chaque mois de l'année	150
7.5	Valeurs de m_i	158
7.6	Caractéristiques des panneaux photovoltaïques	159
7.7	Caractéristiques des éoliennes choisies	162
7.8	Valeurs NMRSD pour les différents modèles	163
7.9	Valeurs NMRSD pour différents degrés de polynôme	166

7.10	Caractéristiques de base du modèle de batterie sanctionnée [156]	167
7.11	Caractéristiques de base de l'onduleur [157]	168
7.12	Caractéristiques de base du redresseur [158]	168
7.13	Groupes d'habitations considérés	174
7.14	Configurations optimales pour les 5 groupes d'habitations, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$	183
7.15	Configuration Poly1/WT1 pour les groupes 1, 4 et 5, et configuration Poly1/WT2 pour les groupes 2 et 3, hauteur du mât égale à 40 m : paramètres optimaux . .	187
7.16	Configurations optimales pour les 5 groupes d'habitations, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$	202
7.17	Configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 40 m : paramètres optimaux	207

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Partout dans le monde, l'instabilité des marchés des sources fossiles, et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de protéger l'environnement, imposent une révision de la stratégie énergétique globale.

Les populations croissantes ont d'énormes besoins en énergie électrique. Actuellement, 1.6 milliard de personnes dans le monde n'ont pas accès à l'électricité [1]. La plupart de ces personnes vivent dans les pays en voie de développement, là où les infrastructures de production et de consommation d'énergie n'ont pas encore atteint le niveau adéquat.

L'énergie électrique est un préalable à tout développement. En Afrique, 650 millions de personnes vivent sans avoir accès à cette énergie [2], soit les deux tiers de la population de ce continent. De plus, ce taux est appelé à croître de manière significative, en effet, la population africaine va doubler d'ici 2050 [2]. Ainsi, la poursuite des tendances actuelles en terme de consommation d'énergie au niveau mondial accentue les inégalités qu'il y a entre pays riches et pays pauvres. Pour cela, la problématique d'énergie est plus que jamais présente dans l'actualité avec l'avènement des programmes d'économie et d'efficacité énergétique mêlant aux sources fossiles conventionnelles, les énergies dites renouvelables. Ces dernières sont actuellement un des éléments clés du développement.

La problématique de l'énergie se pose partout dans les pays en voie de développement, mais elle est encore plus accentuée sur sites isolés.

En Algérie, pays du Nord de l'Afrique, nous constatons que la production d'électricité repose presque entièrement sur l'exploitation et la transformation des énergies fossiles. Par son emplacement géographique, ce pays possède un fort gisement solaire surtout au Sud qui représente plus de 80% de sa superficie, où de nombreuses communautés sont isolées. Dans ces zones, un système de production d'électricité autonome constitue souvent une alternative moins coûteuse que l'extension des lignes de transport électriques. Ces unités de production sont généralement alimentées en diesel.

Actuellement, les sources renouvelables dites passives sont de plus en plus utilisées pour constituer des systèmes hybrides destinés à alimenter les réseaux de faible ou moyenne puissance. De plus, les technologies utilisant les énergies solaires et éoliennes deviennent de plus en plus compétitives du point de vue économique sur sites isolés. Ces sources sont donc souhaitables et doivent être considérées comme solution à long terme aux problèmes énergétiques.

C'est dans ce contexte que s'inscrit notre travail de recherche. Nous nous sommes intéressés aux systèmes hybrides avec l'interconnexion de deux sources d'énergies renouvelables : solaire photovoltaïque et éolien.

La démarche développée consiste à étudier le système énergétique globalement. En effet, ce système ne dépend pas seulement de sa fiabilité technique, il est aussi tributaire des performances de tous ses éléments. Pour cela, un intérêt particulier est porté à l'optimisation du dimensionnement de ces éléments au sein d'un système hybride photovoltaïque/éolien, système qui servira à la production d'électricité sur site isolé.

Nous présentons notre travail en trois grandes parties :

Dans la première partie, tout en introduisant le concept d'énergie et ses différentes formes, nous passons en revue la relation qu'elle peut avoir avec l'environnement, l'état actuel de ses réserves au niveau mondial, et plus particulièrement les réserves de l'Algérie. De plus, nous nous sommes intéressés à la production d'énergie électrique et les problèmes posés dans les sites isolés. Ainsi, nous avons pu introduire le concept de système hybride PV/éolien en présentant un état de l'art des travaux axés autour de ce type de système. Nous concluons cette partie en présentant les problématiques et objectifs visés dans notre travail.

La deuxième partie est consacrée à la présentation et au dimensionnement des différents composants du système hybride étudié. Un intérêt particulier est porté au générateur photovoltaïque et aux éoliennes. Les modélisations mathématiques de ces composants sont détaillées et permettent de sélectionner les paramètres importants pris en considération lors du processus d'optimisation.

La troisième et dernière partie est consacrée à l'application de notre méthode d'optimisation d'un système hybride PV/éolien aux sites retenus : Tindouf et El Golea, tout en interprétant les résultats obtenus. Cette partie s'articule autour de deux chapitres :

- Dans un premier temps, nous nous sommes intéressés aux données météorologiques des sites choisis pour l'implantation de notre système hybride. En effet, ces données permettent d'évaluer les gisements solaire et éolien, étape clé qui doit être faite avant de dimensionner tout système utilisant ces sources. Pour cette raison, nous avons développé nos propres méthodologies afin de générer les valeurs qui nous manquent et ce en exploitant les bases de la NASA et du NCDC ("National Climatic Data Center").

Généralement, les données utilisés s'étalent sur une période de 20 ans.

- Par la suite, après avoir étudié la complémentarité entre les deux sources renouvelables utilisées, nous appliquons notre méthode d'optimisation ainsi que les critères retenus aux sites choisis, avec l'interprétation des résultats.

En conclusion, nous envisageons les perspectives de notre travail.

Première partie

État de l'Art et Objectifs

Introduction

Afin de bâtir de solides civilisations, tout en assurant leur confort, l'être humain a depuis longtemps eu recours à l'exploitation des sources d'énergie, particulièrement les sources fossiles. Au fur et à mesure du passage des générations, une hausse vertigineuse de la consommation d'énergie fût ressentie. Elle représentait, et représente toujours, une double menace :

- La longévité des réserves de sources fossiles ne peut être indéfiniment assurée.
- Les émissions de gaz à effet de serre résultants de la combustion de ces sources menacent la stabilité de l'environnement.

Ainsi, ce n'est qu'avec la première hausse brutale qu'a connu le prix du pétrole, que l'homme commença à s'intéresser à d'autres sources d'énergie. La solution des énergies dites renouvelables s'est imposée naturellement pour faire face à ces inquiétudes. C'est dans ce contexte que notre travail de recherche se situe.

Dans le premier chapitre de cette partie, nous avons considéré le concept d'énergie avant de parler de ses différentes formes, sources, et transformations. De plus, nous avons mis en évidence la relation énergie/environnement.

Dans le deuxième chapitre, les concepts de production d'électricité, transport et distribution entre les consommateurs sont abordés afin de présenter la problématique qui se pose sur sites isolés. L'importance de recourir à une production décentralisée grâce aux sources renouvelables est exposée en introduisant les systèmes hybrides. Une présentation générale de ces derniers, et un état de l'art de la recherche scientifiques et du développement des systèmes hybrides utilisant le solaire et l'éolien, sont aussi abordés. Comme conclusion de cette partie, nous présentons les objectifs de notre thèse.

Chapitre 1

Énergie et Environnement

L'énergie est un moteur vital de la vie humaine. Sa disponibilité est un besoin crucial pour le développement des populations. Si nous devions donner une définition basique à l'énergie, nous dirions que c'est tout simplement la capacité d'un système à modifier un état, à produire un travail entraînant un mouvement, de la lumière ou de la chaleur [3].

1.1 Formes et sources d'énergie

La particularité de l'énergie est d'exister sous différentes formes : mécanique, chimique, chaleur, nucléaire ... etc. Très souvent nous devons convertir une forme d'énergie en une autre [4] (figure 1.1). En physique classique, il existe principalement deux grandes familles de formes d'énergie [5] :

- *Énergie cinétique* : c'est l'énergie d'un corps en mouvement par rapport à un référentiel donnée. Exemples : mouvement d'un système macroscopique, vibrations et mouvements d'une matière (énergie thermique), mouvement de charges (énergie électrique), mouvement de photons (énergie radiante), ... etc.
- *Énergie potentielle* : c'est l'énergie que possède un objet grâce à sa position dans l'espace, ou grâce à l'interaction des parties qui le forment. Exemples : potentiel gravitationnel qui né de l'attraction réciproque entre deux corps massifs, énergie chimique contenue au sein des différentes liaisons moléculaires, énergie nucléaire due à la cohésion du noyau atomique, ... etc.

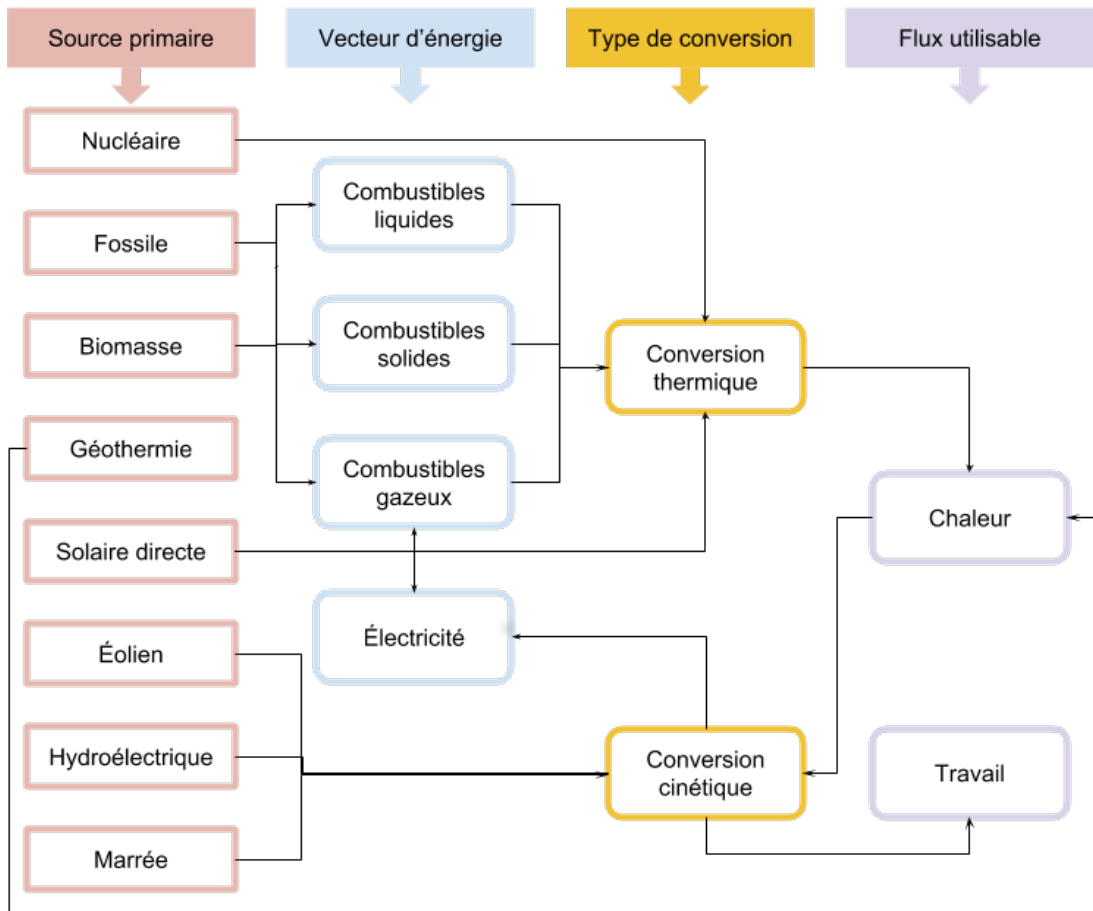


FIGURE 1.1 – Sources d'énergie primaires et leurs transformations [6]

L'homme exploite l'énergie en la transformant selon ses besoins, d'une forme à une autre. Cette transformation est toujours caractérisée par un paramètre physique appelé "rendement". Il faut faire la distinction entre les sources "primaires", qui sont issues directement de la nature, et les sources "secondaires" qui sont le résultat d'une transformation. Pour les premières, nous distinguons généralement deux types :

- *Sources non renouvelables* : elles englobent les combustibles fossiles et le nucléaire. Elles sont dites non renouvelables car, à l'échelle humaine du temps, leur renouvellement est beaucoup plus lent que le temps nécessaire à leur exploitation.
- *Sources renouvelables* : une source d'énergie est dite renouvelable quand ses réserves ne s'épuisent pas plus rapidement par rapport au temps nécessaire à leur renouvellement.

1.2 Relation énergie/environnement

Énergie et environnement sont les préoccupations majeures du nouveau millénaire. L'utilisation et l'approvisionnement en énergie sont d'une importance fondamentale pour la société et, à l'exception de l'agriculture et de la foresterie, ont plus d'impact sur l'environnement que toute autre activité humaine [3].

Depuis l'ère industrielle, l'utilisation de l'énergie ne cesse d'augmenter. Cette exploitation contribue à la dégradation de l'environnement et elle prend de plus en plus d'ampleur au fil des années. Pour cette raison, les gouvernements du monde entier travaillent et cherchent à minimiser l'impact négatif qu'a l'exploitation (et même la surexploitation) des différentes sources d'énergie sur la nature, le dernier exemple en date est la conférence de Paris sur le climat *COP21* [7] qui a eu lieu du 30 novembre au 12 décembre 2015 (*COP* pour “Conference of Parties”).

1.2.1 Effet de serre

Un des plus néfastes effets de l'exploitation de l'énergie est sûrement le réchauffement climatique, résultat de l'augmentation de la température dans le monde ces dernières années. Ce dernier est la cause directe de ce qu'on appelle “effet de serre”.

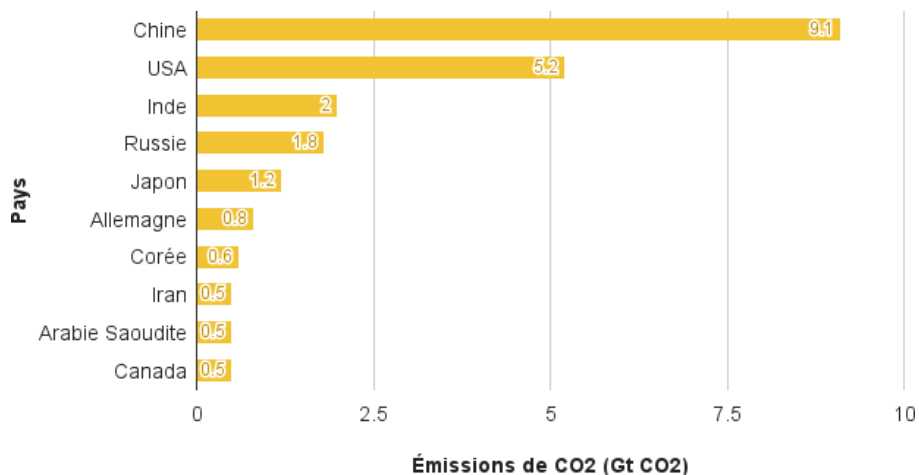


FIGURE 1.2 – Les pays qui ont émis le plus de CO_2 dans le monde (2012) [8]

L'un des principaux gaz à effet de serre est le monoxyde de carbone CO_2 . La majeure partie de l'énergie mondiale est produite par combustion de sources fossiles, ce qui conduit au rejet de ce gaz dans l'atmosphère. Le classement des pays en fonction des émissions de CO_2 est donné sur la figure 1.2.

1.2.2 Impact environnemental par source d'énergie

Les sources renouvelables, présentées comme la solution aux problèmes environnementaux causés par la production actuelle d'énergie à partir des sources fossiles, ne sont pas totalement "propres".

En effet, le concept d'énergie propre est distinct de celui d'énergie renouvelable. Le premier traduit le fait que la source, lors de sa transformation, respecte l'environnement en produisant un minimum de polluants, et le deuxième est relié au fait que la source se renouvelle d'elle-même à travers le temps (pas d'épuisement des réserves).

Toute énergie utilisée actuellement a plus ou moins un impact négatif sur l'environnement [9] :

Biocarburants (Biomasse, Éthanol et Biodiesel) : Il existe des cultures dédiées à la biomasse. Les plantes absorbent le CO_2 afin de grandir et de se régénérer. Cependant, pour les cultiver, nous utilisons des produits chimiques toxiques (pesticides et autres engrais) qui peuvent polluer le sol. De plus, une importante quantité d'énergie est utilisée lors de leur fabrication (souvent produite à partir de combustibles fossiles).

Concernant les biodiesels, il a été prouvé que l'ajout d'éthanol à l'essence classique procure une mixture qui, une fois brûlée, présente un bilan de rejet de gaz à effet de serre moins toxique que la combustion de l'essence tout seul.

Charbon : Considéré comme la plus vieille source d'énergie sur notre planète, son extraction peut polluer la terre et l'eau si des précautions ne sont pas prises, de plus sa combustion rejette des gaz nocifs dans l'air.

Géothermie : Dans ce secteur, aucune combustion n'est nécessaire pour produire de l'électricité, mais de minuscules quantités de CO_2 et de composés soufrés sont présents, cependant beaucoup plus faibles que les quantités créées par les centrales électriques à combustibles fossiles.

Hydroélectrique : La combustion n'est pas nécessaire pour la production d'électricité, mais l'implantation de centrales utilisant cette technologie peut nuire à la faune marine en changeant la température de l'eau ainsi que son débit.

Pétrole et gaz naturel : Actuellement, ce sont les deux sources d'énergies les plus utilisées dans la monde avec le charbon. Ils constituent une véritable source de pollution pour notre environnement. Malgré les progrès récents réalisés pour avoir le moins d'impact possible sur les milieux naturels, les accidents de déversement du pétrole dans la nature, par exemple lors de son transport (camions citernes, bateaux ou pipelines), peuvent se produire et risquent de créer de grandes catastrophes écologiques (par exemple, la catastrophe de l'Erika en 1999).

De plus, lors de la combustion, ces produits émettent du dioxyde de carbone, monoxyde de carbone, et d'autres gaz toxiques qui contribuent à l'effet de serre.

Solaire : L'énergie solaire est une énergie propre car elle ne rejette aucun gaz à effet de serre. Cependant elle a un impact négatif indirect sur l'environnement durant la période de fabrication de capteurs solaires. En effet, ce processus produit et consomme des matériaux et composants chimiques toxiques, en plus d'une grande quantité d'énergie (voire tableau 1.1).

Énergie Nucléaire : L'énergie nucléaire ne produit aucun rejet de CO_2 , mais reste néanmoins très dangereuse pour l'homme et pour l'environnement. Les centrales nucléaires utilisent de grandes quantités d'eau (production de vapeur et refroidissement des réacteurs). Une fois cette eau évacuée hors de la centrale, elle peut contenir des produits et polluants toxiques et nuire à l'environnement. En plus, ces derniers produisent des déchets radioactifs qui doivent être stockés dans des installations spécialement conçues, sans parler du risque d'explosion (par exemple, la catastrophe de Fukushima en 2011).

Vent : Le vent ne produit ni pollution atmosphérique, ni pollution aquatique, et ne consomme aucun combustible. L'impact environnemental de l'énergie éolienne se résume dans ses effets sur la mortalité des chauves-souris et autres oiseaux ainsi que la nuisance sonore qu'elle provoque. Comme le solaire, l'énergie utilisée et la pollution causée lors de la fabrication de dispositifs servant à récolter l'énergie du vent peut être considérée comme un inconvénient.

Technologie	PV	Éolien	Hydraulique	Géothermie	Charbon	Gaz naturel
$g\ CO_2\ e/kWh$	90	25	41	170	1004	543

TABLE 1.1 – Émissions moyennes de GES exprimées en gramme CO_2 équivalent par kWh produit [10]

1.3 État actuel des ressources énergétiques mondiales

Dans le monde, chaque pays utilise les sources d'énergie les plus accessibles. La Chine, par exemple utilise beaucoup le charbon pour faire fonctionner ses centrales afin de produire de l'électricité. La France, quant à elle, a misé sur l'énergie nucléaire pour satisfaire ses besoins en termes d'énergie et l'Algérie, ayant d'importantes réserves de pétrole et de gaz naturel, se repose presque entièrement sur ces sources fossiles pour subvenir à ses besoins énergétiques.

1.3.1 Sources fossiles et nucléaire

Le charbon est aujourd'hui la source d'énergie la plus utilisée pour la production d'électricité dans le monde, notamment en Chine (80%) et en Inde (68%). Cette source se trouve en abondance sur les cinq continents et selon les dernières estimations, il resterait encore entre 850 et 900 milliards de tonnes de charbon dans le monde (figure 1.3).

Concernant les sources fossiles, nous remarquons que les réserves de pétrole et de gaz naturel dans le monde, fin 2013, ont été estimées à 238.2 milliards tep et 185.7 milliards tep, respectivement [8]. Leur distribution géographique est donnée sur le tableau 1.2.

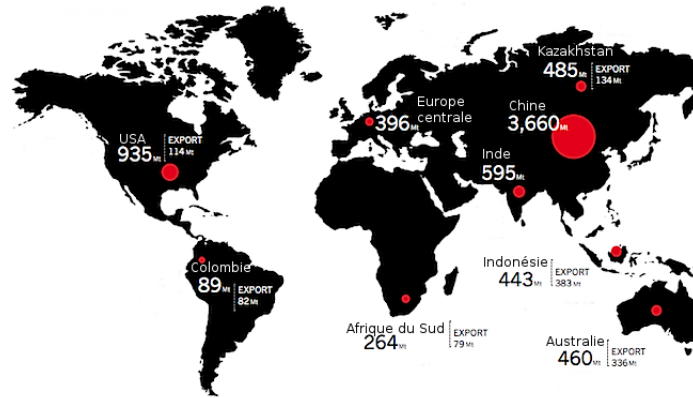


FIGURE 1.3 – Production de charbon dans le monde, 2012 [12]

Zone	Pétrole (Mtep)	Gaz naturel (Mtep)
Amérique du Nord	35	11.7
Amérique centrale et du Sud	51.1	7.7
Europe et Eurasie	19.9	56.6
Afrique	17.3	14.2
Moyen Orient	109.4	80.3
Total Monde	238.2	185.7

TABLE 1.2 – Réserves prouvées en énergies fossiles par zone géographique fin 2013 [8]

Pour le nucléaire, nous constatons que l’Australie, les USA et le Canada occupent les premières places mondiales en terme de réserves (voir tableau 1.3) [8].

Zone	Réserves assurées	Réserves présumées
Australie	1208	590
USA	472	-
Canada	455	196
Kazakhstan	373	503
Namibie	297	159
Niger	325	80
Russie	262	427
Afrique du Sud	234	217
Brésil	155	121
Ukraine	141	81
Chine	120	79

TABLE 1.3 – Réserves d’Uranium par zone géographique fin 2013 en millions tonnes U [8]

1.3.2 Sources renouvelables

1.3.2.1 Dans le monde

Actuellement et dans de nombreux pays, les sources d'énergie renouvelables se développent et commencent à prendre plus de part du marché au coté des sources fossiles. Selon les estimations de l'année 2013 (figure 1.4), les énergies renouvelables représentent environ 19.1% de la consommation mondiale finale en terme d'énergie. L'énergie géothermique, hydraulique, solaire, et éolienne occupent la plus grande partie de cette consommation (plus de 10%) [13, 14].

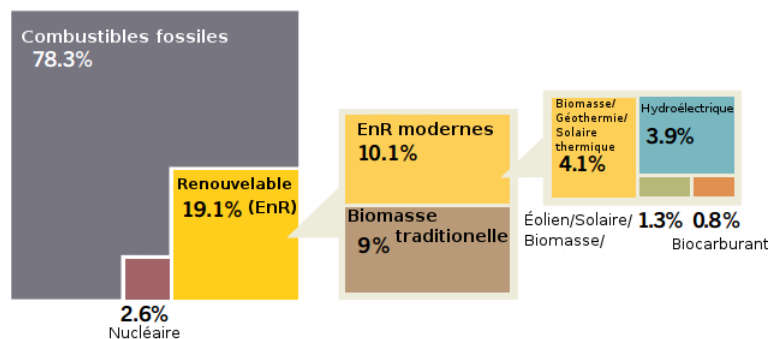


FIGURE 1.4 – Part des énergies renouvelables dans la consommation mondiale finale d'énergie, 2013 [13]

Durant la période 2009 - 2014 (figure 1.5) :

- L'hydroélectrique a connu un taux moyen de croissance de 3.5%. Pour l'année 2014, la croissance moyenne annuelle de la capacité totale en terme d'installations a atteint les 3.6%.
- L'énergie solaire (PV ou thermique) a connu une croissance vertigineuse. En 2014, les installations utilisant ces technologies se sont multipliées avec un taux qui dépasse la moitié de celui enregistré durant les 5 précédentes années.
- Le taux de croissance en 2014 pour l'énergie éolienne est presque égale à celui des années précédentes.
- L'énergie géothermique a connu un taux de croissance de 3.6%. En 2014, ce taux est passé à 5.3%.
- ... etc.

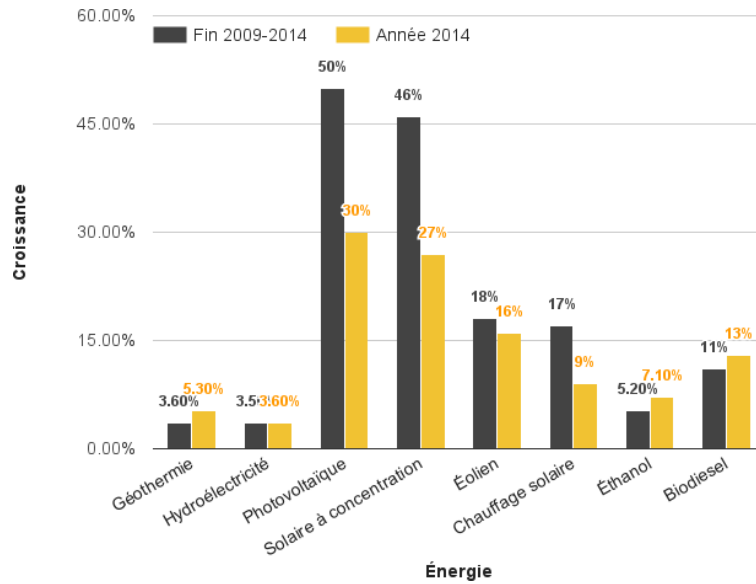


FIGURE 1.5 – Taux moyens de croissance de capacité d'énergie renouvelable et de la production de biocarburants, fin 2009 jusqu'à 2014 [13]

En s'intéressant à la capacité totale d'électricité d'origine renouvelable installée dans le monde (figure 1.6), nous constatons que la Chine et les USA sont les leaders de ce secteur. Pour l'Afrique, c'est l'Égypte (figure 1.7).

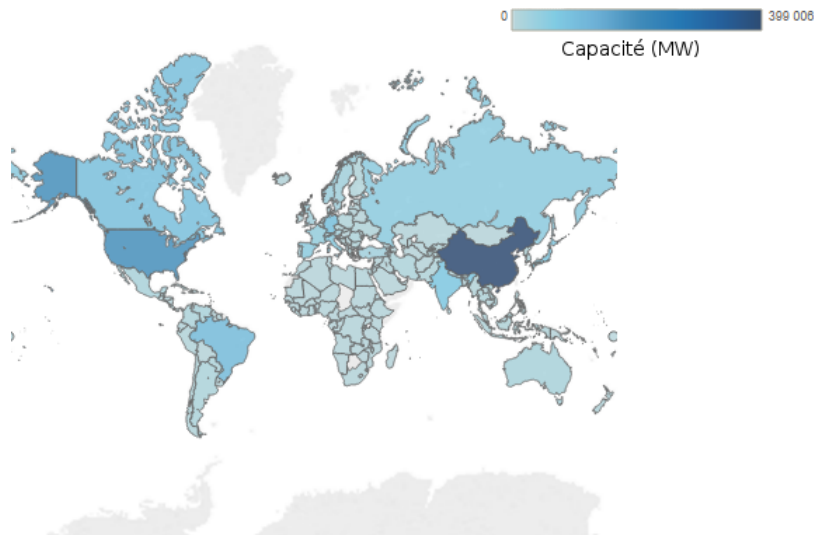


FIGURE 1.6 – Capacité totale d'électricité d'origine renouvelable installée dans le monde [15]

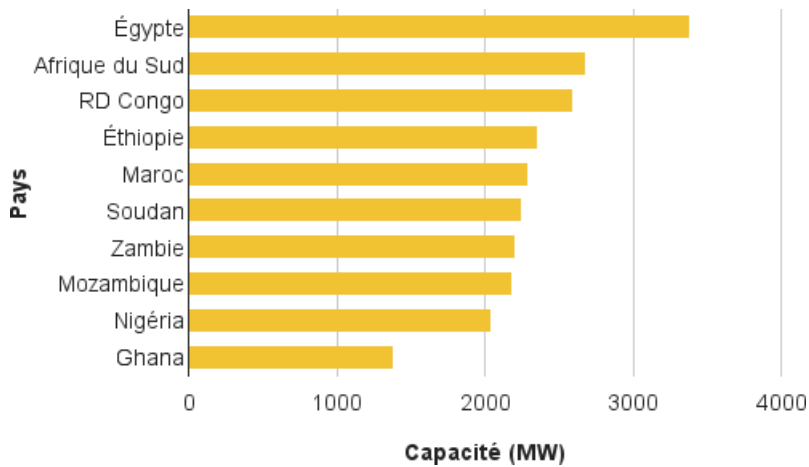


FIGURE 1.7 – Capacité totale d’électricité d’origine renouvelable installée en Afrique [15]

Actuellement dans le monde, l’électricité est essentiellement produite à partir de sources d’énergies fossiles. Cependant, les énergies renouvelables prennent de plus en plus de place dans le secteur énergétique. Nous constatons que 22.8% de l’électricité mondiale est issue de sources renouvelables (contre 77.2% pour les sources fossiles et le nucléaire) (figure 1.8). L’hydroélectrique reste le leader, suivi de l’éolien et de la biomasse sous toutes ses formes. L’énergie solaire, malgré son développement accéléré, est encore timidement utilisée.

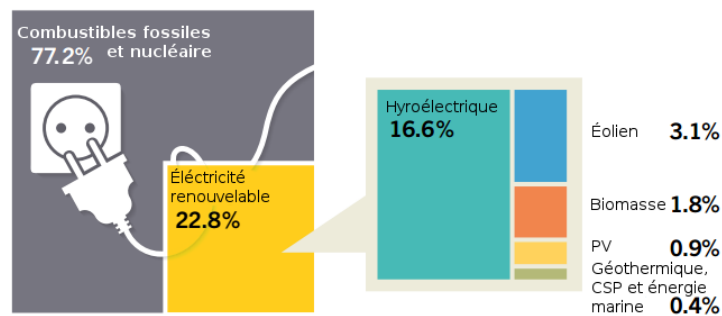


FIGURE 1.8 – Parts estimées des énergies renouvelables dans la production mondiale d’électricité, fin 2014 [13]

1.3.2.2 Programme algérien de développement des énergies renouvelables

En 2011, l’Algérie a pris la décision de considérer les énergies renouvelables comme une priorité dans le développement de sa stratégie énergétique. Cette dynamique, amorcée avec le

lancement d'un ambitieux programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique [16], fût le signe que le gouvernement comptait engager le pays dans une nouvelle ère, celle du mix énergétique.

Le programme prévoyait l'installation d'une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW entre 2011 et 2030, dont 12000 MW seraient dédiés à couvrir la demande nationale (environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale) et 10000 MW à l'exportation (figure 1.9).

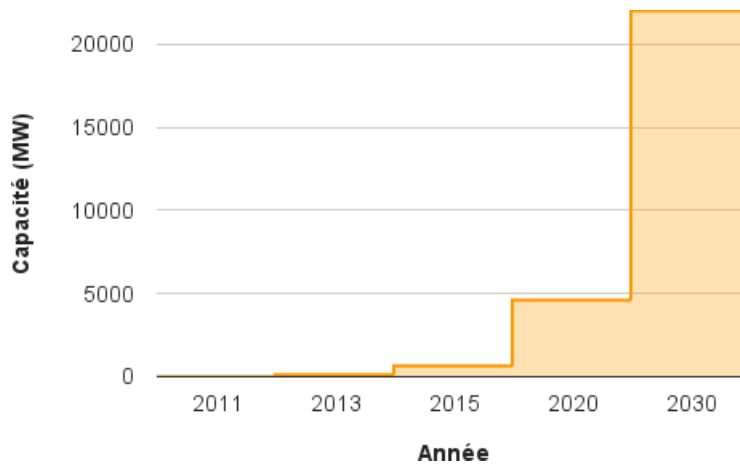


FIGURE 1.9 – Évolution du programme algérien des énergies renouvelables, version initiale [16]

L'Algérie possède un important gisement en énergie solaire, pour cela cette dernière occupe une importante place dans le programme de développement des énergies renouvelables algérien. Son exécution était prévue comme suit (figure 1.9) :

- Entre 2011 et 2013, réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles (110 MW en 2013).
- Entre 2014 et 2015, début du déploiement du programme (650 MW).
- Entre 2016 et 2020, déploiement à grande échelle (2600 MW pour la consommation nationale, et 2000 MW pour l'exportation).
- En 2030, il est prévu d'atteindre 22000 MW d'énergie produite à partir de sources renouvelables.

Aujourd'hui, les besoins de l'Algérie en terme d'énergie sont satisfaits presque exclusivement par les hydrocarbures. À long terme, la reconduction de ce modèle économique peut

poser de nombreux problèmes, les récentes crises qui ont touché les prix du pétrole ainsi que l'économie de l'état sont la preuve que la politique énergétique en place ne peut perdurer dans un pays qui, en plus des hydrocarbures, possède d'énormes ressources renouvelables encore mal exploitées.

Chiffres et technologies utilisées : En s'engageant sur la voie des énergies renouvelables, l'Algérie est déterminée à apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

L'immense potentiel en énergie solaire (premier au niveau du bassin méditerranéen) est la motivation principale qui a poussé le gouvernement algérien à lancer le programme des énergies renouvelables. Cette énergie, à travers ses aspects thermique et photovoltaïque, constitue l'axe majeur du programme tel que 37% de la production nationale d'électricité, d'ici 2030, devrait être d'origine solaire. Les 3% restants sont consacrés à l'éolien. Cependant, ce programme n'exclut pas les autres technologies puisqu'il prévoit également l'installation de quelques unités, de taille expérimentale, afin de tester la biomasse, la géothermie et le dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable. Ce programme, par type de filière de production, se présente comme suit :

- *Énergie solaire photovoltaïque* : une puissance photovoltaïque d'une capacité totale d'environ 800 MWc d'ici 2020, et 200 MWc par an sur la période 2021-2030.
- *Énergie solaire thermique* : en plus de la centrale hybride de Hassi R'Mel de puissance de 150 MW, deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage, d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune étaient prévues pour la période 2011-2013.

Entre 2016 et 2020, quatre centrales d'une puissance totale d'environ 1200 MW devaient être mises en service, et pour la période 2021 - 2030, le programme prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'à 2023, puis 600 MW par an jusqu'à 2030.

- *Énergie éolienne* : l'installation de la première ferme éolienne, d'une puissance de 10 MW à Adrar, était prévue pour la période 2011-2013.

Entre 2014 et 2015, deux autres fermes éoliennes de 20 MW chacune devaient être réalisées. Enfin, pour la période 2016-2030, des études seront menées pour détecter

les emplacements favorables afin de réaliser d'autres projets pour une puissance totale d'environ 1700 MW.

Aspect industriel : Afin d'accompagner le programme des énergies renouvelables, l'Algérie avait prévu, dans le texte initial, de renforcer le tissu industriel dans ce domaine. Les projets les plus marquants sont :

- Réalisation d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques d'une capacité de 120 MWc/an par Rouiba éclairage. Sa mise en service était prévue fin 2013.
- Constitution de plusieurs joint-ventures qui regroupent différents acteurs.
- Construction d'une usine de fabrication de silicium entre 2014-2020.
- Réalisation d'un centre d'homologation des équipements destinés aux installations des énergies renouvelables.
- Construction d'une usine de fabrication de miroirs pour le solaire thermique (2014-2020), et d'une usine de fabrication d'équipements et de fluide caloporteur.
- Construction d'une usine de fabrication de mâts et de rotors pour éoliennes (2014-2020).

Situation actuelle : Avant de parler de la mise à jour qu'a connu le programme algérien des énergies renouvelables en 2015, nous allons faire le point sur les projets les plus importants qui ont été finalisés ou sont en cours de réalisation [17, 18] :

- Lancement des travaux de la nouvelle ville de Boughezoul, qui doit contenir une tour solaire servant principalement à la recherche. Malheureusement, ce projet accuse beaucoup de retard.
- En 2011, la réalisation de l'usine de modules photovoltaïques de Rouiba éclairage a été confiée au groupement allemand Centrotherm/Kinetics. Mais suite aux difficultés financières de Centrotherm, le gouvernement algérien a résilié le contrat qui le liait à cette dernière en juin 2013, pour relancer un nouvel appel d'offres national et international ouvert au cours de la même année.
- La première centrale hybride solaire-gaz en Algérie a été inaugurée le 14 Juillet 2011. Elle se situe à Hassi R'Mel. Grâce à cette centrale, l'Algérie était classée en 2014 parmi

les 5 premiers pays au monde ayant la plus grande capacité installée en énergie solaire à concentration (figure 1.10).

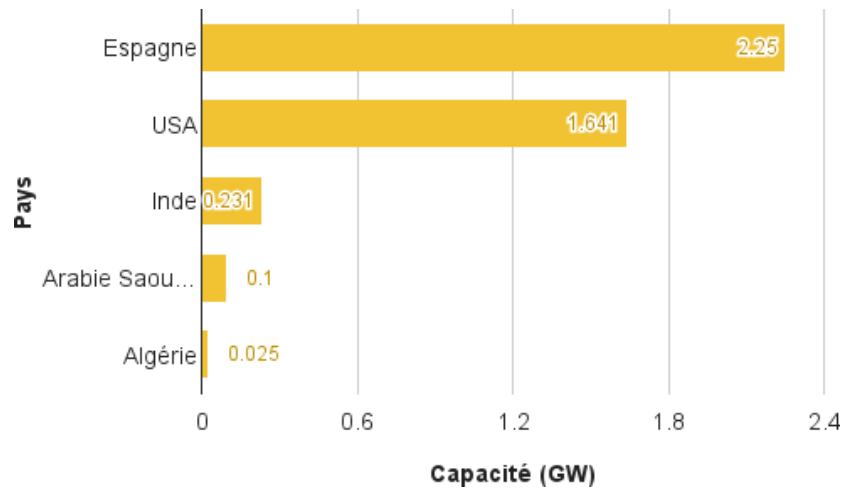


FIGURE 1.10 – Top 5 des pays ayant la plus grande capacité installée en CSP, 2014 [15]

— La première ferme éolienne fût réalisée à Adrar. D'une puissance totale de 10 MW, sa mise en marche effective était en juin 2014. Grâce à cette réalisation, l'Algérie se classe 9^{ème} dans la liste des 10 premiers pays africains en terme de capacité éolienne installée (figure 1.11).

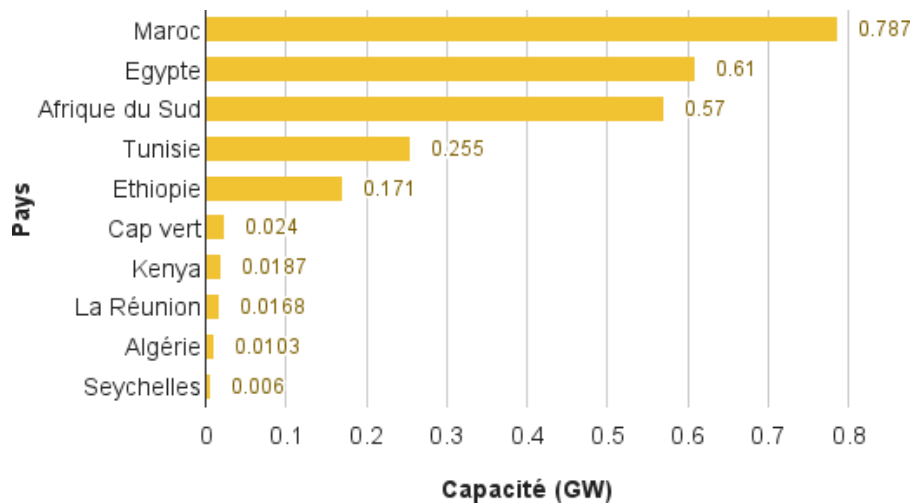


FIGURE 1.11 – Top 10 des pays africains ayant la plus grande capacité installée en énergie éolienne, 2014 [15]

- Plusieurs actionnaires privés se sont lancés dans le domaine des énergies renouvelables en Algérie. Cela fût principalement possible grâce au réseau de sous-traitance dont la réalisation était aussi un des objectifs du programme. Nous pouvons cité ALPV et Condor pour la fabrication de modules photovoltaïques (Tlemcen pour le premier et Bordj Bou Arreridge pour le deuxième), Thermokad (Bejaïa) pour les chauffe-eau solaires.
- Plusieurs systèmes photovoltaïques ont été installés pour alimenter les villages isolés en énergie électrique.
- Une centrale photovoltaïque de puissance 1.1 MW a été réalisée à Gherdaïa. Sa mise en marche fût en juin 2014 et l'objectif principal à travers cette centrale est l'évaluation du comportement des différentes technologies de cellules PV dans l'environnement national (Sud algérien).
- Une coopération entre le CDER (Centre de Développement des Énergies Renouvelables) et l'ICAEN (Institut Català d'Energia) a permis l'électrification d'un refuge situé à Assekrem par l'énergie photovoltaïque.
- Acquisition de 10 stations pour mesurer les paramètres météorologiques. Ce projet a débuté en août 2014.
- Réalisation d'une centrale thermique d'une capacité de 150 MW à El Oued (en cours).
- Les aires de repos sur l'autoroute Est-Ouest, pour la plupart, sont dotés de panneaux photovoltaïques et de chauffe-eau solaires.
- Suite aux études engagées, la première phase du programme a surtout permis d'acquérir une meilleure connaissance du potentiel national en énergies renouvelables notamment pour le solaire et l'éolien.
- Les coûts élevés de la filière CSP (solaire thermique à concentration) ont retardé la croissance de ce secteur en Algérie.
- La mise en œuvre d'une réglementation nationale attractive en direction des investisseurs.

Révision du programme : En 2015, le gouvernement algérien a adopté une version actualisée du programme national de développement des énergies renouvelables (figure 1.12).

Cette version, proposée par les services du ministère de l'énergie et des mines, s'est imposée par elle-même après les résultats obtenus durant une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles.

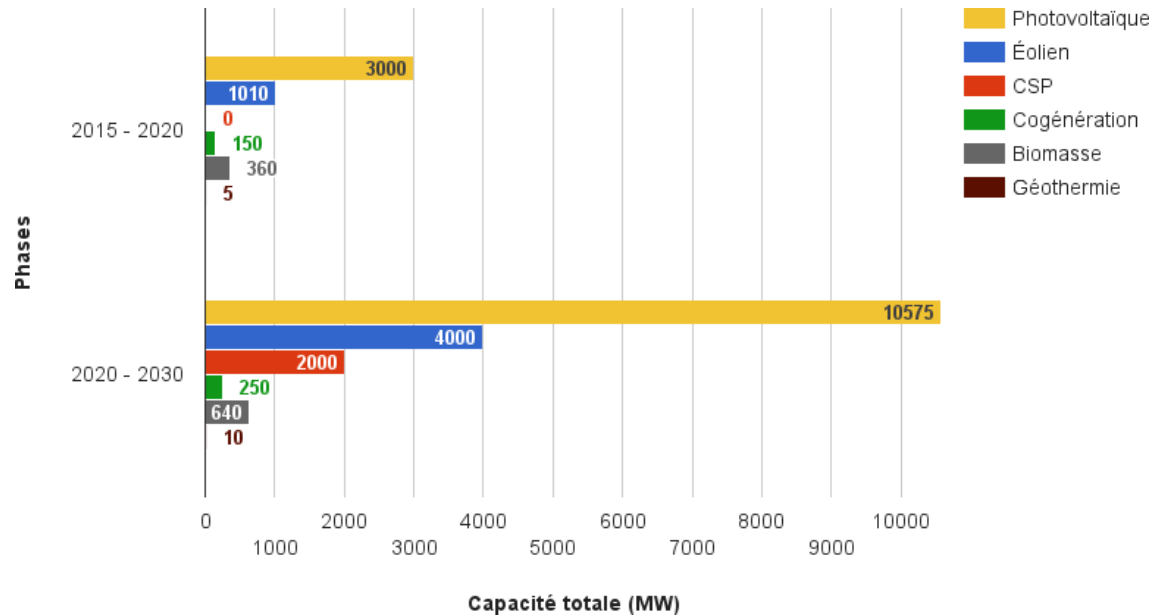


FIGURE 1.12 – Objectifs du nouveau programme des énergies renouvelables en Algérie [17]

La révision du programme porte sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse, de la cogénération, de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique [17] (figure 1.13).

L'objectif final reste le même, 22000 MW d'énergie d'origine renouvelable d'ici 2030, et la nouvelle version du programme s'étalera sur deux phases :

- La 1^{ère} phase entre 2015 et 2020, le CSP sera absent des projets à réaliser et la capacité totale à installer atteindra les 4525 MW.
- La 2^{ème} phase entre 2020 et 2030, connaîtra la reprise des projets de CSP. La capacité totale devant être installée sera de 17475 MW.

D'après les estimations, les 22000 MW d'origine renouvelables pour 2030 épargneront au pays un volume de gaz naturel d'environ 300 milliards de m³, soit un volume équivalent à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014 [19]. La réalisation de tous ces projets

doit notamment se faire grâce à l'apport du "Fonds National des Énergies Renouvelables et Cogénération", qui est alimenté par 1% de la redevance pétrolière.

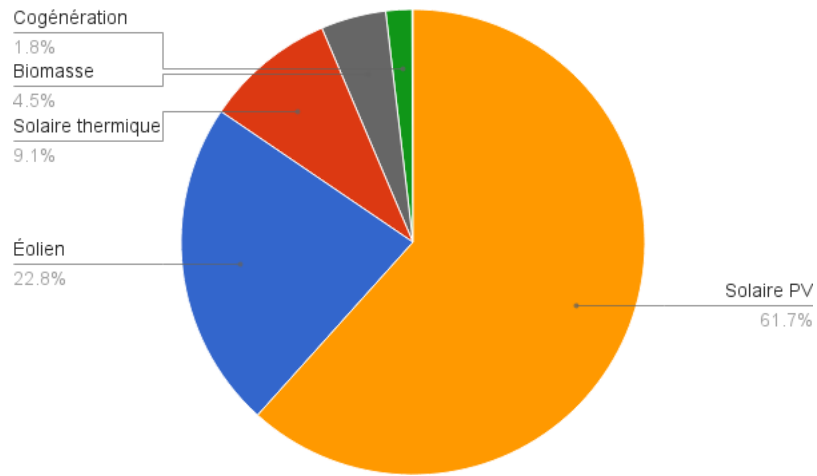


FIGURE 1.13 – Répartition du nouveau programme par filière technologique [17]

Chapitre 2

Production d'Électricité et Systèmes Hybrides

Aujourd'hui, l'énergie électrique est omniprésente dans les pays développés : à partir de différentes sources d'énergie (hydraulique, thermique, nucléaire, ... etc), elle est produite et représente un vecteur énergétique employé à de très nombreux usages domestiques ou industriels [3].

2.1 Production, transport et distribution d'énergie électrique

L'électricité est un phénomène électromagnétique issu de la transformation d'une source primaire, directement puisée depuis la nature, en énergie secondaire qui n'est autre que l'électricité elle-même. Généralement, les centrales électriques possèdent des alternateurs, ce qui n'est pas le cas des centrales photovoltaïques ainsi que d'autres technologies modernes encore au stade de la recherche et développement.

Une fois l'énergie électrique produite, elle doit être acheminée vers les différents points de consommation. Les générateurs des centrales fournissent généralement une tension comprise entre 5 et 20 kV. Cette tension est élevée afin d'être transportée vers les centres de répartition (postes d'interconnexion ou dispatching) puis vers les lieux d'utilisation par les réseaux de

transport et de distribution de l'énergie électrique (figure 2.1).

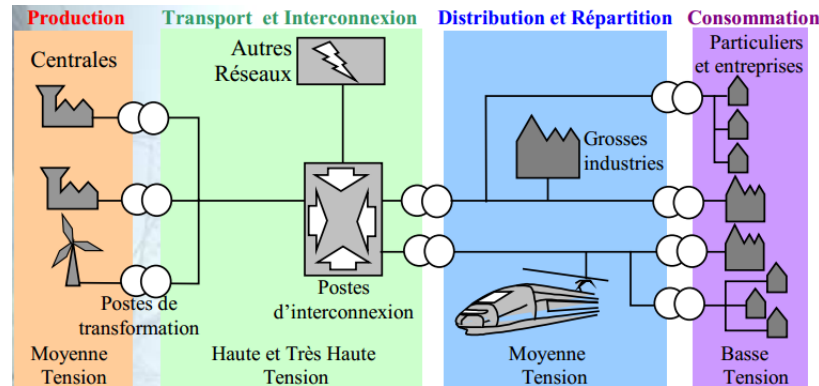


FIGURE 2.1 – Production, transport et distribution d'énergie électrique [20]

Le transport et l'acheminement de l'électricité sont assurés par des lignes aériennes et/ou souterraines. Suivant la valeur de la tension, nous pouvons distinguer 4 types : ligne très haute tension (THT), ligne haute tension (HT), ligne moyenne tension (MT), et ligne basse tension (BT).

Pour les lignes HT et THT, la valeur de la tension transportée peut dépasser les 50 kV en alternatif. Elles sont généralement utilisées pour le transport d'énergie électrique sur de longues distances. Pour les lignes de moyenne tension (entre 1000 V et 50 kV), et celles de basse tension (inférieure à 1000 V), elles sont généralement utilisées pour le transport d'énergie électrique au niveau local (par exemple dans une même région), ou pour la distribution entre industries, maisons, et autres (pour les BT).

2.2 Sites isolés

2.2.1 Définition d'un site isolé

Par définition, nous appelons site isolé toute région, communauté, ou habitations répondants aux critères suivants [21] :

- La communauté n'est pas ou ne peut pas être reliée au réseau public de distribution d'électricité ou de gaz naturel de longue distance, ou au moyen de la génération conventionnelle.

- Il s'agit d'une agglomération permanente ou établie pour au moins 5 ans qui compte au moins dix habitations.

2.2.2 Problématique

La problématique récurrente sur un site isolé est qu'à un moment donné une fourniture d'énergie électrique est obligatoire. Dans le cas des sites isolés, et autre localités difficiles d'accès, deux problèmes majeurs s'opposent à leur connexion au réseau général de distribution électrique :

- Les contraintes naturelles qui empêchent toute tentative de relais et de transport (que ça soit de façon aérienne ou souterraine) d'énergie électrique vers le site en question.
- Le coût très élevé que peut engendrer la connexion des charges existantes sur ce site au réseau de distribution central.

Comme alternative, les habitants des sites isolés non reliés au réseau de distribution électrique dépendent généralement des générateurs diesel pour produire leur électricité. Cette solution répond aux besoins des personnes vivants dans ces sites. Cependant, au vue du coût instable du combustible, en y ajoutant la pénurie et le coût du transport qui augmente radicalement avec le taux d'isolement, nous nous rendons vite compte que la production d'électricité via générateur diesel devient rapidement économiquement dispendieuse et non sûre. Pour toutes ces raisons, l'utilisation des énergies renouvelables sur sites représente une parfaite solution pour en finir avec la dépendance au diesel et autres combustibles fossiles.

En effet, un système basé sur une source d'énergie renouvelable peut assurer une production d'électricité de façon décentralisée. La baisse continue des prix et la fiabilité de ces systèmes, mènent à une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelables dans les régions isolées.

2.3 Systèmes hybrides de production d'électricité

Aujourd'hui 1.6 milliard de personnes n'ont pas accès à l'énergie électrique, cependant elles auront besoin d'électricité dans les décennies à venir. De plus, la plupart de ces habitants

vivent dans des pays en voie de développement. Pour cela, les installations hybrides utilisant des énergies renouvelables vont connaître un intérêt certain grâce à leur flexibilité.

2.3.1 Définition

La production d'énergie électrique par système hybride consiste en l'utilisation de deux sources, ou plus, l'une en complément de l'autre pour augmenter l'efficacité du système au complet, et ce en supplantant le manque d'une des deux sources, quand il existe, par l'abondance de l'autre.

2.3.2 Structures et nécessité de stockage

Un système hybride combine deux sources d'énergie, ou plus. Ces sources peuvent être renouvelables (énergie solaire photovoltaïque, énergie éolienne, énergie thermique, .. etc.), ou fossiles (diesel par exemple). En plus, le système inclut des composants électroniques pour la régulation et la gestion de l'énergie, ainsi que des éléments pour stocker cette dernière. Généralement, ce type de système adopte la structure schématisée sur la figure 2.2.

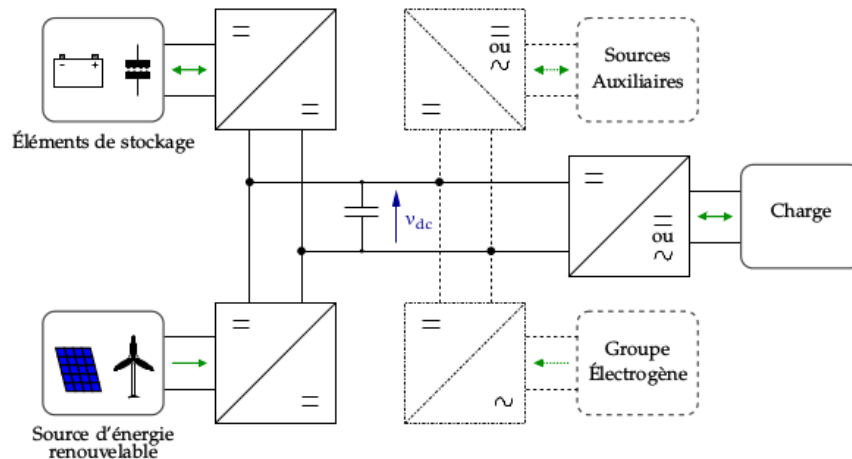


FIGURE 2.2 – Structure générale d'un système hybride [22]

Du point de vue technologie, les configurations sont classées en fonction de la nature de la tension appliquée (figure 2.3). Ainsi, nous avons des systèmes utilisant que des lignes

DC (courant continu), des systèmes utilisant que des lignes AC (courant alternatif), et des systèmes couplant les deux types de lignes.

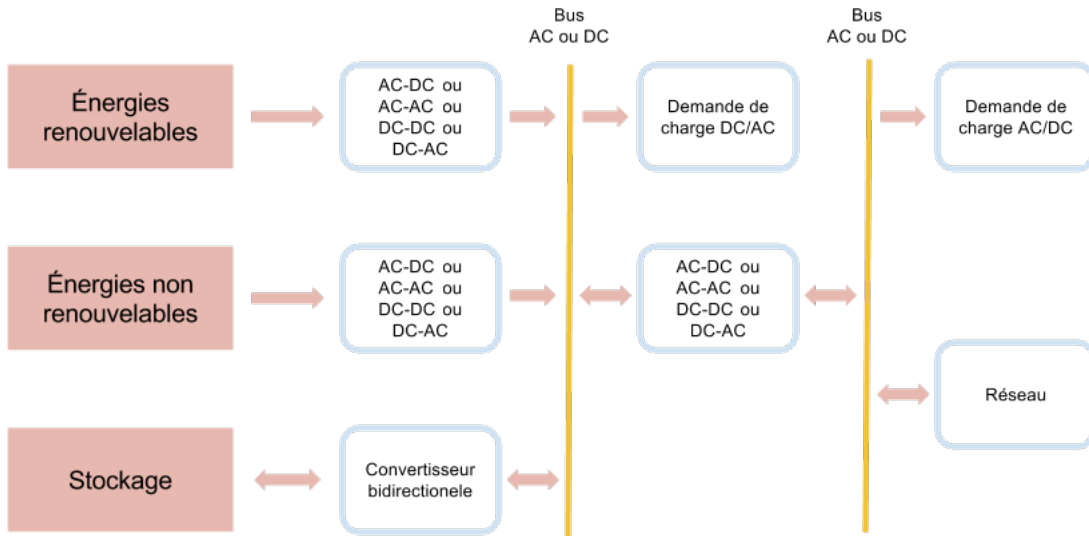


FIGURE 2.3 – Configurations possibles pour un système hybride

Compte tenu de l'intermittence des sources renouvelables, il est nécessaire d'utiliser le stockage afin d'assurer l'approvisionnement d'un site isolé. La variabilité de la charge posera le problème de déphasage entre énergie produite et énergie consommée. Dans ce cas, le stockage représente une solution afin d'assurer un équilibre production/consommation et éviter des surcharges en cas de surproduction d'énergie électrique.

2.3.3 Critères de la classification

Nous pouvons classer les systèmes hybrides selon leur régime de fonctionnement et le mélange, ou non, entre sources fossiles et renouvelables, ainsi que la présence de stockage.

2.3.3.1 Régime de fonctionnement

Nous distinguons deux types de systèmes hybrides selon le régime de fonctionnement :

- *Systèmes hybrides connectés au réseau* : c'est des systèmes qui injectent l'énergie produite par leurs soins dans le réseau de distribution général d'électricité.
- *Systèmes hybrides autonomes* : ce type de système est particulièrement utilisé sur sites isolés non reliés à aucun réseau.

2.3.3.2 Structure du système

Le classement des structures des systèmes hybrides se base essentiellement sur le fait de la présence, ou non, d'un moyen de stockage de l'énergie produite, en plus de l'intégration et du "mélange", ou pas, entre sources renouvelables et fossiles. Ainsi, nous pouvons trouver les structures suivantes :

- Système hybride source(s) renouvelable(s)/source(s) fossile(s), sans stockage.
- Système hybride source(s) renouvelable(s)/source(s) fossile(s), avec stockage.
- Système hybride intégrant deux sources renouvelables (ou plus), sans stockage.
- Système hybride intégrant deux sources renouvelables (ou plus), avec stockage.

2.3.4 Revue de littérature

Une des plus prometteuses applications des énergies renouvelables est leur utilisation sur sites isolés, là où l'extension du réseau électrique est impossible ou trop chère pour être envisageable. En plus, de nombreuses études ont aussi visé la possibilité d'intégrer et d'injecter l'énergie électrique produite par ces sources directement dans le réseau de distribution général d'électricité.

Actuellement, les études tentent d'associer, au sein d'un même système de production, au minimum deux sources d'énergie. Cette configuration est communément connue par la dénomination système hybride.

Dans le domaine de la recherche et développement autour des systèmes hybrides, en particulier ceux à base de technologie photovoltaïque et éolienne, un grand nombre d'études furent menées et des efforts ont été déployés afin d'optimiser le dimensionnement de ces systèmes, du point de vue technologique ou économique, afin qu'ils soient comparativement viables et compétitifs par rapport aux sources fossiles sur sites isolés.

Comme premier exemple, nous pouvons citer le travail expérimental de S. ESSALAIMEH [23] qui consistait en la combinaison entre l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne afin de produire de l'électricité sur un site isolé en Jordanie (voir figure 2.4).

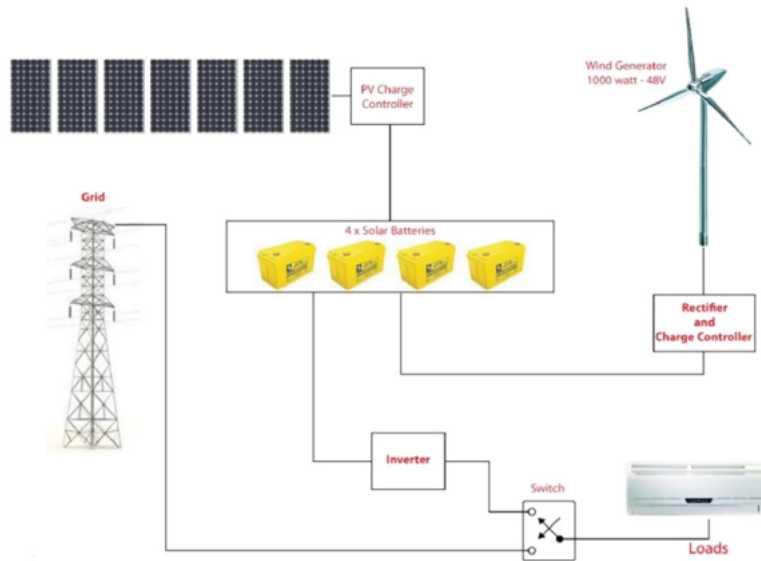


FIGURE 2.4 – Configuration du système hybride étudié par ESSALAIMEH et al [23]

En 2009, HONGXING a mené une étude technico-économique d'un système hybride PV/éolien (figure 2.5) [24]. Un algorithme génétique [25] a été développé afin de trouver la solution optimale au couplage des deux sources en utilisant le principe du calcul de la valeur "LPSP" ("Loss of Power Supply Probability"). KOUTROULIS a aussi eu recours à ce type d'algorithme [26]. SANCHEZ [27] a expérimenté un autre type d'algorithme, l'optimisation par essaims particulaires [28] ("particle swarm optimization"). D'autres algorithmes d'optimisation existent : nous pouvons citer l'optimisation par recuit simulé [29] ("simulated annealing"), des algorithmes évolutionnaires ainsi que des méthodologies linéaires.

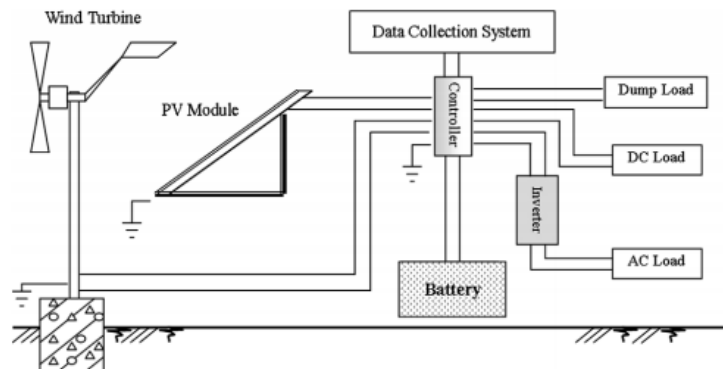


FIGURE 2.5 – Diagramme du système hybride étudié par HONGXING [24]

A. KAABECHE, M. BELHAMEL et R. IBTIOUEN se sont aussi intéressés à l'optimisation technico-économique d'un système hybride PV/éolien [30] en prenant en compte la probabilité d'insuffisance en alimentation (*DPSP* pour "Deficiency of Power Supply Probability", qui repose sur le même principe que la *LPSP*) et le coût global du système durant son cycle de vie (*LCC* pour "Life Cycle Cost"). L'étude a été appliquée au site de Bouzereah, Algérie.

M. LAIDI [31] a mené une étude ayant pour objectif de démontrer la possibilité d'utilisation d'un système hybride pour alimenter en électricité trois conteneurs de réfrigération dans le Sud algérien (figure 2.6). En plus des deux sources renouvelables (photovoltaïque et éolien), un générateur diesel avait été intégré.

En utilisant un logiciel spécialement conçu pour le dimensionnement des systèmes hybrides, "HOMER" [32], LAIDI est arrivé à la conclusion qu'avec 53% d'énergie renouvelable et 47% d'énergie fossile (diesel), la solution la plus avantageuse pour la charge choisie a été atteinte. Beaucoup d'autres études se sont basées sur le logiciel HOMER [33, 34, 35, 36, 37, 38, 39].



FIGURE 2.6 – Éléments utilisés dans l'étude de LAIDI [31]

En plus des nombreuses études qui visaient l'optimisation des systèmes hybrides, d'autres recherches ont été menées afin de servir comme bases et repères pour de nouveaux procédés et de tâter le terrain avant d'installer ces systèmes. Ainsi, nous pouvons trouver des articles traitant du stockage de l'énergie produite sous forme d'hydrogène [41, 42, 43, 44], une étude visant à proposer une nouvelle architecture pour un système intégrant éolienne, cellules PV et un collecteur d'eau de pluie [45], et l'analyse de NOTHON qui visa l'étude de la complémentarité des ressources solaires et éoliennes en Corse et en Bulgarie [46].

2.4 Problématiques abordées et objectifs de la Thèse

En se basant sur les travaux réalisés, nous avons constaté que les systèmes hybrides couplant l'énergie éolienne à l'énergie photovoltaïque ont été souvent étudiés, particulièrement quand de petites puissances sont mises en jeu. De nombreuses études ont traité la possibilité de joindre à ces sources renouvelables une source d'énergie fossile (généralement du diesel).

Toutefois, nous avons remarqué que la plupart des recherches menées ne contenaient aucune étude préliminaire pour quantifier et qualifier les deux sources principales de ces systèmes hybrides : le vent et le soleil. En plus, nous retrouvons souvent les mêmes méthodologies suivies et logiciels utilisés, surtout des logiciels payants ne permettant aucun accès à leurs codes sources pour mieux maîtriser la partie dimensionnement mathématique.

L'objectif principal de notre travail est de **contribuer à l'optimisation du dimensionnement d'un système hybride de conversion éolien/photovoltaïque en vue d'une utilisation sur site isolé.**

Notre principale motivation est de fournir des solutions simples et accessibles pour dimensionner, optimiser et simuler un tel système afin d'aller vers des localités isolées complètement autonomes en terme de production d'énergie électrique d'origine renouvelable. Pour atteindre cet objectif, nous devons accomplir les tâches suivantes :

- *Identifier et étudier en détail l'ensemble des constituants du système hybride choisi, particulièrement les technologies photovoltaïque et éolienne.*
- *Améliorer les techniques d'évaluation des sources renouvelables (soleil et vent) en créant des outils pour le traitement des données météorologiques nécessaires, et ce afin de quantifier et qualifier le potentiel énergétique des sites étudiés et contourner la problématique de la rareté de ces données en Algérie.*
- *Mettre en place une méthode pour analyser la complémentarité entre les potentiels solaire et éolien.*
- *Tester, élaborer, et sélectionner des modèles mathématiques adéquats et augmenter leur précision en prenant en compte un maximum de paramètres.*

- *Identifier les paramètres critiques des panneaux photovoltaïques et éoliennes qui influent fortement sur la production d'électricité.*
- *Développer des codes de calcul correspondant aux modèles mathématiques.*
- *Développer et intégrer des algorithmes de calcul puissants pour assurer l'optimisation du système tout en faisant les corrections nécessaires au niveau des différents paramètres.*
- *Optimiser le dimensionnement du système en minimisant le coût économique et le taux d'insatisfaction des besoins électriques du consommateur.*
- *Créer des codes et programmes adéquats, pouvant fonctionner sur plusieurs plate-formes et faciles d'utilisation afin d'optimiser la configuration d'un système hybride PV/éolien en entier. Nous prendrons soins de laisser un accès aux codes sources de ces programmes.*

Conclusion

Dans la première partie de notre thèse, nous avons introduit de nombreuses définitions concernant différents concepts afin d'introduire notre objectif principal.

À travers le premier chapitre, nous avons détaillé plusieurs notions en relation avec l'énergie. Cette dernière est un concept complexe, et à travers ses différentes formes, sources et applications, elle représente un domaine d'étude très vaste.

En Algérie, pays du Nord de l'Afrique, très riche en sources fossiles (pétrole et gaz naturel en particulier), un regain d'intérêt fût accordé ces dernières années aux sources d'énergies dites renouvelables, et cela s'est traduit avec le lancement d'un important programme de développement des énergies renouvelables et d'efficacité énergétique en 2011 qui ambitionne, à l'horizon 2030, d'atteindre environ 40% de la production d'électricité à partir du renouvelable.

Le thème de notre thèse est axé sur la production d'énergie électrique. Dans le deuxième chapitre, après avoir exposé la production, transport et distribution de cette dernière, nous avons mis en évidence les difficultés et les problèmes de l'alimentation des sites isolés en électricité, et cela nous a permis d'introduire le concept de système hybride. Nous avons étudié les différentes structures et configurations et ceci à travers une revue de plusieurs travaux scientifiques sur les systèmes hybrides, particulièrement les systèmes PV/éolien.

À travers le plan de travail de notre recherche, l'importance de présenter les différents composants de ces systèmes hybrides ainsi que leurs principes de fonctionnement est naturellement apparue comme cruciale. Cela fera l'objet de la deuxième partie de notre thèse.

Deuxième partie

Constituants du Système Hybride : Présentation et Modélisation

Introduction

Un système hybride de production d'électricité peut adopter plusieurs structures. Ces dernières diffèrent essentiellement au niveau du mélange, ou non, entre sources fossiles et sources renouvelables, et la présence, ou pas, d'un moyen de stockage de l'énergie électrique produite.

Notre travail de recherche est axé sur l'utilisation des énergies renouvelables en générale, et plus particulièrement l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne. Nous avons décidé de considérer un système hybride utilisant deux sous systèmes de production qui exploitent ces deux sources d'énergie. Ce système hybride PV/éolien devra alimenter un ensemble de charges se trouvant sur un site isolé. Pour son autonomie, il est nécessaire d'y intégrer le stockage.

Le générateur photovoltaïque, ainsi que les éoliennes, représentent les deux principaux composants du système hybride considéré. Pour cela, le chapitre 3 sera consacré à la présentation de l'énergie solaire photovoltaïque, suivi d'un autre chapitre consacré à l'énergie éolienne. Le dimensionnement de ces deux sous systèmes sera abordé.

Dans le dernier chapitre de cette deuxième partie, l'importance du stockage dans le système hybride est abordée. Les divers types d'accumulateurs électrochimiques sont présentés, ainsi que les composants de conversion de puissance qui seront intégrés au système. À la fin nous abordons leur modélisation mathématique.

Chapitre 3

Générateur photovoltaïque

La plus proche étoile de la Terre est appelée “Soleil” (environ 150 millions de km). Cette distance suffit pour qu’une partie de l’irradiation solaire arrive sur cette planète sous forme de chaleur et de lumière, base de toute vie terrestre. Ce phénomène est appelé “énergie solaire” [47]. Cette dernière est à l’origine de toutes les énergies sur Terre à l’exception de l’énergie nucléaire, de la géothermie et de l’énergie marémotrice [3].

3.1 Présentation

3.1.1 Rayonnement solaire

Bien que le rayonnement de la surface du soleil soit constant, au moment où il atteint la surface de la Terre il devient fortement variable, et cela est dû à son absorption et à sa dispersion dans l’atmosphère terrestre. Ce rayonnement peut principalement être divisé en [48] :

- *Rayonnement direct* : le plus puissant, qui provient directement du soleil sans subir d’obstacles sur sa trajectoire (nuage, immeubles...).
- *Rayonnement diffus* : il provient des multiples diffractions et réflexions du rayonnement solaire direct par les nuages. C’est à lui que nous devons la "lumière du jour" qui nous permet d’y voir clair même quand le temps est couvert.
- *Rayonnement réfléchi* : il résulte de la réflexion du rayonnement solaire direct par le

sol, qui est d'autant plus important que la surface est claire et réfléchissante (neige, étendue d'eau, ...).

3.1.2 La technologie photovoltaïque

3.1.2.1 Définition

Le photovoltaïque est une technologie permettant de convertir l'énergie lumineuse (photons) en énergie électrique par l'intermédiaire de cellules solaires [49].

La naissance d'une technologie résulte bien souvent de la combinaison des résultats de plusieurs travaux. C'est bien le cas pour le photovoltaïque. De l'effet photoélectrique à la conception de la cellule photovoltaïque il a fallu attendre un siècle.

3.1.2.2 Mécanisme de conversion photovoltaïque

Une cellule solaire est un dispositif électronique qui convertit l'énergie lumineuse en électricité grâce à l'effet photovoltaïque, réalisé par le biais de la production et du transport, dans un matériau semi-conducteur comportant deux parties, une dopée n et une dopée p , de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière (figure 3.1).

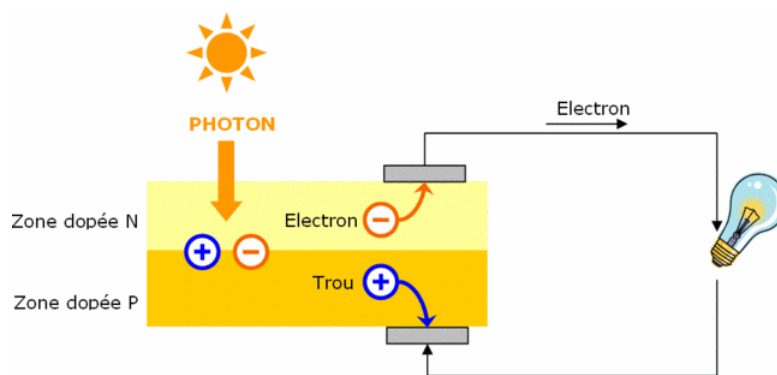


FIGURE 3.1 – Mécanisme de conversion photovoltaïque [50]

3.1.2.3 Paramètres physiques d'une cellule PV

La figure 3.2 représente une caractéristique courant-tension d'une cellule solaire photovoltaïque. Le photo-courant peut être assimilé dans le cas d'une cellule solaire idéale à une

source de courant dirigée dans le sens opposé de la caractéristique de la diode dans le noir [49].

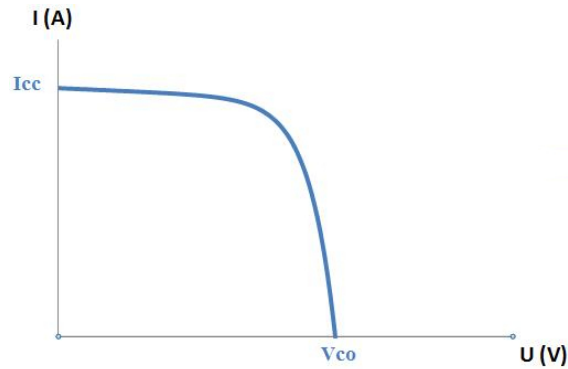


FIGURE 3.2 – Exemple de caractéristique courant/tension d'une cellule PV

Les paramètres des cellules photovoltaïques extraits de la caractéristique courant-tension permettent de comparer différentes cellules éclairées dans des conditions identiques. Ces paramètres sont définis comme suit :

- *Courant de court-circuit* I_{cc} : c'est le courant qui circule à travers la jonction sous illumination sans application de tension.
- *Tension de circuit ouvert* V_{co} : elle représente la tension mesurée lorsqu'aucun courant ne circule dans le dispositif photovoltaïque.
- *Facteur de forme* FF : il est donné par la relation suivante :

$$FF = \frac{P_{pv,max}}{V_{co} I_{cc}} \quad (3.1)$$

- *Le rendement* $\eta_{pv,ref}$: c'est le rendement énergétique externe de conversion de puissance. Il est défini par la relation suivante :

$$\eta_{pv,ref} = \frac{P_{pv,max}}{P_{in}} = \frac{FF I_{cc} V_{co}}{P_{in}} \quad (3.2)$$

avec P_{in} la puissance lumineuse incidente et $P_{pv,max}$ la puissance photovoltaïque maximale produite.

Afin de produire d'avantage d'électricité, les cellules solaires sont assemblées, en série et en parallèle (les connexions en série augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension), pour former un panneau photovoltaïque. En plus des caractéristiques déjà citées, nous pouvons définir un nouveau paramètre très important et qui n'est d'autre que la puissance crête $P_{pv,peak}$. Cette dernière est la puissance maximale que peut fournir le panneau dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m^2).

3.1.2.4 Les différentes filières du photovoltaïque

Une cellule photovoltaïque est composée d'un matériau qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme en énergie électrique. Selon la nature de ce matériau et la structure adoptée, le photovoltaïque présente plusieurs filières (figure 3.3) :

- Filière à base de silicium cristallin.
- Cellules multi-jonctions à haut rendement.
- Cellules photovoltaïques organiques.
- Cellules à base de CdTe et Cds.
- Matériaux photovoltaïques à base de colorants.
- Technologie couche mince.
- ... etc.

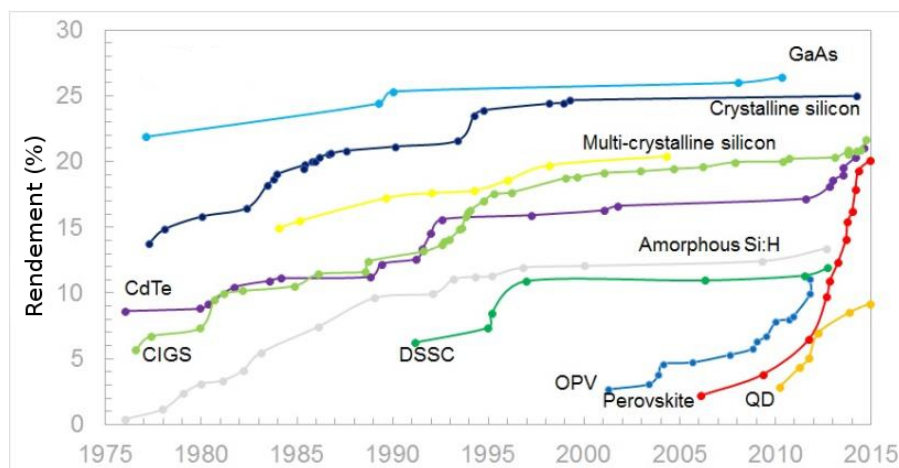


FIGURE 3.3 – Évolution du rendement des filières photovoltaïques [51]

3.2 Modélisation mathématique

3.2.1 Définitions de base

3.2.1.1 Latitude

La latitude ψ est une coordonnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression de la position d'un point sur Terre (ou sur une autre planète), au Nord ou au Sud de l'équateur qui est le plan de référence [49] (figure 3.4).

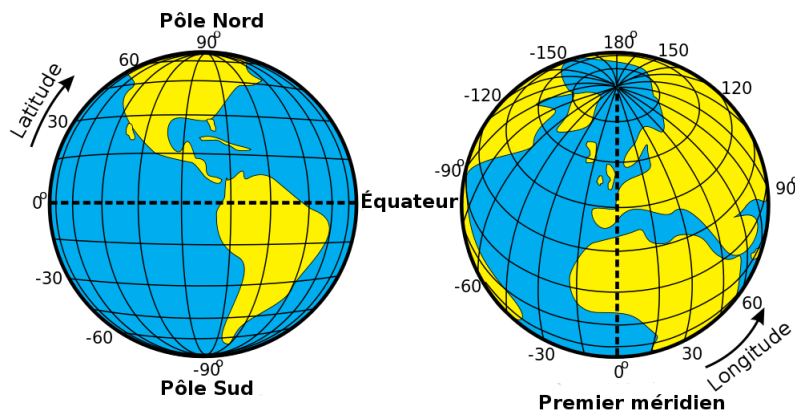


FIGURE 3.4 – Latitude et longitude terrestres [3]

3.2.1.2 Longitude

La longitude λ est une donnée géographique représentée par une valeur angulaire, expression du positionnement Est-Ouest d'un point sur Terre (ou sur une autre planète). La longitude de référence sur Terre est le méridien de Greenwich [3] (figure 3.4).

3.2.1.3 Jour de l'année

Dans la suite, nous ferons souvent référence à la grandeur n_{day} qui représente le numéro du jour de l'année. Pour le calculer, en ayant la valeur y représentant l'année, m représentant le mois et d représentant le numéro du jour de ce mois, nous utilisons la relation suivante [52] :

$$n_{day} = \left[\text{floor} \left(\frac{275m}{9} \right) \right] - \left[\left(\text{floor} \left(\frac{m+9}{12} \right) \right) \left(1 + \text{floor} \left(\frac{y-4 \text{ floor}(y/4)+2}{3} \right) \right) \right] + d - 30 \quad (3.3)$$

floor désigne le fait qu'on prenne seulement la partie entière de ce qu'il y a entre parenthèses.

3.2.1.4 Constante solaire

L'énergie totale que le soleil envoie à la limite de l'atmosphère terrestre sur une surface de 1 m^2 placée perpendiculairement au rayonnement est appelée "constante solaire". Elle est indépendante des conditions météorologiques mais dépend de la distance Terre-Soleil [49]. La valeur de la constante solaire est :

$$G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2 \quad (3.4)$$

3.2.1.5 Albédo

Tout corps réfléchit une partie de l'énergie solaire qu'il reçoit. L'albédo ρ_{alb} est la part d'énergie solaire réfléchie par rapport à celle reçue. Plus un corps est clair et plus il est réfléchissant : son albédo est fort. À l'inverse, un corps sombre absorbe davantage les rayons du Soleil : son albédo est faible. L'effet d'albédo joue ainsi un rôle sur le climat et l'équilibre thermique de la planète [49, 53].

3.2.1.6 Déclinaison solaire

La déclinaison solaire est l'angle que fait le soleil au maximum de sa course (midi solaire) par rapport au plan équatorial [49]. La valeur en degrés de ce paramètre δ est donnée par la relation de COOPER [54] :

$$\delta = 23.45 \sin \left(2\pi \frac{284 + n_{day}}{365} \right) \quad (3.5)$$

3.2.1.7 Angle horaire du soleil

L'angle horaire du soleil est le déplacement de ce dernier autour de l'axe polaire, dans sa course d'Est en Ouest, par rapport au méridien local [49]. Sa relation est [55] :

$$\omega = 15 (T_{sv} - 12) \quad (3.6)$$

où T_{sv} représente la valeur de l'heure solaire. Cette heure est celle que donnerait un cadran solaire. Le midi solaire correspond au moment de la journée où le soleil est au plus haut point de sa course. T_{sv} peut être calculé par la relation suivante [55] :

$$T_{sv} - T_{std} = 4(L_{st} - \lambda) + T \quad (3.7)$$

T_{std} représente le temps standard (suivant le système GMT), λ est la longitude du lieu, L_{st} le méridien local, et T l'équation du temps calculée ainsi [55] :

$$T = 229.2 (0.000075 + 0.001868 \cos(Z_{day}) - 0.0320 \sin(Z_{day}) - 0.014615 \cos(2Z_{day}) - 0.04089 \sin(2Z_{day})) \quad (3.8)$$

La valeur de Z_{da} est donnée par la relation suivante :

$$Z_{day} = \frac{2\pi}{365} (n_{day} - 1) \quad (3.9)$$

L'angle horaire du soleil à son coucher ω_s est calculé ainsi [49] :

$$\cos(\omega_s) = -\tan(\psi) \tan(\delta) \quad (3.10)$$

3.2.1.8 Heures du lever et du coucher du soleil

Le lever du soleil est la période du jour où notre étoile apparaît au-dessus de l'horizon vers l'Est [3]. Pour calculer l'heure exacte du lever du soleil pour un endroit donné, nous suivons les étapes suivantes [52] :

1. Conversion de la longitude en heures :

$$\lambda_h = \frac{\lambda}{15} \quad (3.11)$$

2. Calcul du temps approximatif :

$$t_{ap} = n_{day} + \left(\frac{16 + \lambda_h}{24} \right) \quad (3.12)$$

3. Calcul de l'anomalie moyenne du soleil :

$$S_{ma} = 0.9856 t_{ap} - 3.289 \quad (3.13)$$

4. Détermination de la vraie longitude du soleil :

$$L = S_{ma} + (1.916 \sin(S_{ma})) + (0.02 \sin(2S_{ma})) + 282.634 \quad (3.14)$$

L devra être ajusté dans l'intervalle $[0, 360]$ si sa valeur n'y est pas, et cela en ajoutant/soustrayant 360.

$$L_{quadrant} = [floor(L/90)] 90 \quad (3.15)$$

5. Calcul de l'ascension droite du soleil :

$$S_{ra} = \arctan(0.91764 \tan(L)) \quad (3.16)$$

S_{ra} devra être ajusté dans la gamme $[0, 360]$ si sa valeur n'y est pas, et cela en ajoutant/soustrayant 360.

$$S_{ra,quadrant} = [floor(S_{ra}/90)] 90 \quad (3.17)$$

6. La valeur de l'ascension droite du soleil doit être dans le même quadrant que L :

$$S_{\hat{ra}} = S_{ra} + (L_{quadrant} - S_{ra,quadrant}) \quad (3.18)$$

Et elle est convertie en heures :

$$S_{\hat{ra},h} = \frac{S_{\hat{ra}}}{15} \quad (3.19)$$

7. Conversion de ω_s en heures :

$$\omega_{s,h} = \frac{360 - \omega_s}{15} \quad (3.20)$$

8. Calcul du temps moyen du lever du soleil :

$$T_{lm} = \omega_{s,h} + S_{ra,h} - (0.06571t_{ap}) - 6.622 \quad (3.21)$$

9. Ajuster à *UTC* ("Universal Time Zone") :

$$UT = T_{lm} - \lambda_h \quad (3.22)$$

UT devra être ajusté dans la gamme $[0, 24]$ si il n'y est pas, et cela en ajoutant/soustrayant 24.

10. Enfin, convertir la valeur UT selon le fuseau horaire de l'endroit choisi :

$$S_{rise} = UT + L_{offset} \quad (3.23)$$

L_{offset} représente la valeur du décalage horaire.

Le coucher du soleil, à son tour, représente le moment durant lequel le soleil disparaît derrière l'horizon, dans la direction de l'Ouest [3]. Pour calculer l'heure exacte du coucher du soleil, nous suivons presque les mêmes étapes citées auparavant pour son lever, sauf quelques changements [52] :

— À l'étape 2, la formule du temps approximatif devient :

$$t_{ap} = n_{day} + \left(\frac{18 - \lambda_h}{20} \right) \quad (3.24)$$

— À l'étape 7, la relation devient :

$$\omega_{s,h} = \frac{\omega_s}{15} \quad (3.25)$$

— Pour le reste, rien ne change. Pour finir :

$$S_{set} = UT + L_{offset} \quad (3.26)$$

3.2.1.9 Rayonnement solaire extraterrestre

Le rayonnement extraterrestre est le rayonnement solaire avant qu'il n'atteigne la couche atmosphérique. Sur surface horizontale, et pour le jour n_{day} , la valeur en J/m^2 de ce rayonnement est obtenue à l'aide de l'équation suivante [49] :

$$H_0 = \frac{86400G_{sc}}{\pi} \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n_{day}}{365} \right) \right) \left(\cos(\psi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \frac{\pi\omega_s}{180} \sin(\psi) \sin(\delta) \right) \quad (3.27)$$

3.2.1.10 Indice de clarté

L'indice de clarté K_T est défini comme le rapport entre la radiation sur une surface horizontale sur Terre et la valeur correspondante en dehors de l'atmosphère [49] :

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (3.28)$$

H est la valeur du rayonnement solaire quotidien sur un plan horizontal, et H_0 est la valeur correspondante à ce même rayonnement mais en dehors de l'atmosphère.

3.2.1.11 Angle d'incidence du rayonnement sur plan incliné

L'angle d'incidence θ est l'angle formé entre le rayonnement direct sur la surface du plan incliné et la normale de cette même surface. Généralement, sans système de poursuite du soleil, sa valeur est donnée par la relation suivante [55] :

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \sin(\delta) \sin(\psi) \cos(\beta) - \sin(\delta) \cos(\psi) \sin(\beta) \cos(\gamma) + \cos(\delta) \cos(\psi) \cos(\beta) \cos(\omega) \\ & + \cos(\delta) \sin(\psi) \sin(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) + \cos(\delta) \sin(\beta) \sin(\gamma) \sin(\omega) \end{aligned} \quad (3.29)$$

γ est l'angle extérieur d'azimut (azimut de la surface). Il existe une autre relation, plus simple, pour le calcul de l'angle d'incidence [55] :

$$\cos(\theta) = \cos(\theta_z) \cos(\beta) + \sin(\theta_z) \sin(\beta) \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (3.30)$$

γ_s est l'angle d'azimut solaire. C'est l'angle sur le plan horizontal mesuré à partir du Sud avec la projection horizontale des rayons directs du soleil. Il est donné par la relation suivante [55] :

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos(\theta_z) \sin(\psi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z) \cos(\psi)} \right) \right| \quad (3.31)$$

$\text{sign}(\omega)$ est égal à $+1$ si ω est positif, et -1 si ω est négatif. θ_z représente l'angle de zénith qui est l'angle entre la verticale d'une surface et un rayon du soleil, il est donné par la relation suivante [55] :

$$\cos(\theta_z) = \sin(\delta) \sin(\psi) + \cos(\delta) \cos(\psi) \cos(\omega) \quad (3.32)$$

Généralement, pour un capteur se situant dans l'hémisphère Nord et orienté plein Sud, l'angle d'incidence peut être calculé en utilisant la relation suivante [55] :

$$\cos(\theta) = \cos(\psi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\psi - \beta) \sin(\delta) \quad (3.33)$$

β représente l'inclinaison du capteur. Si nous sommes dans le cas de l'hémisphère Sud avec un capteur orienté plein Nord, un simple changement de signe s'impose pour trouver la relation de l'angle d'incidence [55] :

$$\cos(\theta) = \cos(\psi + \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\psi + \beta) \sin(\delta) \quad (3.34)$$

3.2.2 Rayonnement solaire sur plan incliné

Généralement, les panneaux photovoltaïques sont installés de manière inclinée afin de capter le maximum du rayonnement solaire incident. Pour calculer la quantité de ce dernier, reçu par une surface inclinée d'un angle β par rapport à l'horizon, nous passons par plusieurs étapes.

3.2.2.1 Calcul de l'ensoleillement horaire global et diffus

Le rayonnement solaire peut être principalement séparé en deux composantes : directe et diffuse. Dans nos calculs, pour une journée n_{day} choisie, nous aurons besoin de l'ensoleillement direct et diffus pour chaque heure de cette journée.

Nous commençons par calculer le rayonnement diffus quotidien H_d en utilisant la corrélation d'ERBS et AL [56] :

— Si $\omega_s < 1.4208$ rad

$$\frac{H_d}{H} = 1 - 0.2727K_T + 2.4495K_T^2 - 11.9514K_T^3 + 9.3879K_T^4 \text{ pour } K_T < 0.715 \quad (3.35)$$

$$\frac{H_d}{H} = 0.143 \text{ pour } K_T \geq 0.715 \quad (3.36)$$

— Si $\omega_s \geq 1.4208$ rad

$$\frac{H_d}{H} = 1 + 0.2832K_T - 2.5557K_T^2 + 0.8448K_T^3 \text{ pour } K_T < 0.722 \quad (3.37)$$

$$\frac{H_d}{H} = 0.175 \text{ pour } K_T \geq 0.722 \quad (3.38)$$

Ensuite, nous passons aux valeurs horaires grâce aux formules de COLLARES-PAREIRA et RABL pour l'ensoleillement global [57] :

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos(\omega)) \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - \frac{\pi\omega_s}{180} \cos(\omega_s)} \quad (3.39)$$

avec :

$$a = 0.409 + 0.5016 \sin(\omega_s - 60) \quad (3.40)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \sin(\omega_s - 60) \quad (3.41)$$

et avec la formule de LIU et JORDAN pour le rayonnement diffus [58] :

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos(\omega) - \cos(\omega_s)}{\sin(\omega_s) - \frac{\pi\omega_s}{180} \cos(\omega_s)} \quad (3.42)$$

r_t et r_d représentent, respectivement, le rapport de la valeur horaire sur le total quotidien du rayonnement global et du rayonnement diffus. Ainsi, pour chaque heure de la journée choisie, nous pouvons calculer [59] :

- L'ensoleillement global horizontal $I_h = H.r_t$
- La composante diffuse $I_d = H_d.r_d$
- La composante directe $I_b = I_h - I_d$

3.2.2.2 Composantes solaires directe, réfléchie et diffuse sur surface inclinée

Selon IQBAL [60], le rayonnement horaire global I_t sur une surface inclinée avec un angle β est considéré comme la somme des composantes directe $I_{b,t}$, diffuse $I_{d,t}$ et réfléchie $I_{r,t}$:

$$I_t = I_{b,t} + I_{d,t} + I_{r,t} \quad (3.43)$$

La composante directe $I_{b,t}$ est donnée par la relation suivante :

$$I_{b,t} = I_b R_b \quad (3.44)$$

R_b représente le rapport entre le rayonnement direct sur la surface et le rayonnement direct sur l'horizontal. Il peut être calculé selon la formule suivante [57] :

$$R_b = \frac{\cos(\psi - \beta) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\psi - \beta) \sin(\delta)}{\cos(\psi) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(\psi) \sin(\delta)} \quad (3.45)$$

La composante horaire du rayonnement réfléchis est donnée par la relation suivante [57] :

$$I_{r,t} = I_b \rho_{alb} \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (3.46)$$

où ρ_{alb} représente le coefficient de réflexion de la lumière au sol (aussi appelé albédo du sol).

Concernant la composante diffuse, de nombreux modèles mathématiques ont été élaborés. Ces modèles peuvent être divisés en deux grandes familles :

- *Modèles isotropes* : ils considèrent que le rayonnement diffus à partir de la voûte céleste est uniforme à travers le ciel.
- *Modèles anisotropes* : comme le nom l'indique, ces modèles ne considèrent pas que la propagation du rayonnement se fait d'une façon uniforme à travers le ciel, et prennent généralement en considération deux autres composantes pour le calcul de $I_{d,t}$: rayonnement diffus circumsolaire et rayonnement diffus à partir de l'horizon.

Dans la suite, nous allons présenter 13 différents modèles pour le calcul de $I_{d,t}$. La mention “ISO” indiquera que le modèle fait partie de la famille isotrope, et la mention “ANI” indique quant à elle que le modèle fait partie de la famille anisotrope :

1. Modèle de LIU et JORDAN “L” (ISO) [57] :

Ce modèle, un des plus simples, a été proposé par LIU et JORDAN en 1963. Il considère que le rayonnement solaire est diffus d’une manière uniforme :

$$I_{d,t} = \frac{1}{2}H_d(1 + \cos(\beta)) \quad (3.47)$$

2. Modèle de KORONAKIS “KO” (ISO) [61] :

En remarquant que la partie Sud du ciel était responsable d’une plus grande partie du rayonnement diffus, KORONAKIS est arrivé à une nouvelle formule en 1985 modifiant ainsi celle proposée par LIU et JORDAN :

$$I_{d,t} = \frac{1}{3}H_d(2 + \cos(\beta)) \quad (3.48)$$

3. Modèle de TIAN “T” (ISO) [62] :

En intégrant le rayonnement provenant du ciel qui est supposé isotrope, TIAN a proposé la relation suivante :

$$I_{d,t} = H_d \left(1 - \frac{\beta}{180}\right) \quad (3.49)$$

4. Modèle de BADESCU “B” (ISO) [63] :

BADESCU proposa, contrairement au modèle en deux dimensions de LIU et JORDAN, un modèle trois dimensions afin de calculer le rayonnement diffus sur surface inclinée. Ce modèle, isotrope, prend en considération les angles de zénith et d’azimut pour décrire la position d’un élément dans le ciel. La formule finale est sous la forme :

$$I_{d,t} = H_d \left[\frac{(3 + \cos(2\beta))}{4} \right] \quad (3.50)$$

5. Modèle de TEMPS et COULSON “TC” (ANI) [64] :

En considérant le rayonnement diffus à partir de la région circumsolaire, et la luminosité du ciel à proximité de l’horizon donnant directement sur la surface inclinée, TEMPS et COULSON ont introduit deux facteurs au modèle isotrope de LIU et JORDAN afin de construire un autre modèle, anisotrope cette fois-ci, défini par :

$$I_{d,t} = H_d [\cos^2(\beta/2)] [1 + \sin^3(\beta/2)] [1 + \cos^2(\theta) \sin^3(\theta_z)] \quad (3.51)$$

6. Modèle de KLUCHER “KL” (ANI) [65] :

Ce modèle est basé sur le modèle de TEMPS et COULSON :

$$I_{d,t} = H_d \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left(1 + \acute{F} \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \left(1 + \acute{F} \cos^2(\theta) \sin^3(\theta_z) \right) \quad (3.52)$$

\acute{F} est l'indice de clarté modifié. Durant les conditions nuageuses, il tend vers 0 et le modèle se réduit au modèle isotrope de LIU et JORDAN.

$$\acute{F} = 1 - \left(\frac{I_d}{I_h} \right)^2 \quad (3.53)$$

7. Modèle de GUEYMARD “G” (ANI) [66] :

Ce modèle considère que pour un ciel partiellement nuageux, le rayonnement diffus doit être une combinaison linéaire entre une composante pour ciel nuageux I_{d1} et une autre pour ciel clair I_{d0} :

$$I_{d,t} = I_d [(1 - N_G) I_{d0} + N_G I_{d1}] \quad (3.54)$$

avec :

$$N_G = \max[\min(Y, 1), 0] \quad (3.55)$$

Y est un facteur qui dépend de la transmittance du rayonnement diffus de l'irradiation globale sur une surface horizontale :

$$Y = 6.6667k_d - 1.1467 \quad \text{si } k_d \leq 0.227 \quad (3.56)$$

$$Y = 1.212k_d - 0.1758 \quad \text{si } k_d > 0.227 \quad (3.57)$$

avec :

$$k_d = \frac{I_d}{I_h} \quad (3.58)$$

Pour la composante I_{d0} , elle est donnée par la relation suivante :

$$I_{d0} = \exp(a_0 + a_1 \cos(\theta) + a_2 \cos^2(\theta) + a_3 \cos^3(\theta)) + F_G(\beta) G(\acute{h}) \quad (3.59)$$

avec :

$$a_0 = -0.897 - 3.364\acute{h} + 3.960\acute{h}^2 - 1.909\acute{h}^3 \quad (3.60)$$

$$a_1 = 4.448 - 12.962\acute{h} + 34.601\acute{h}^2 - 48.784\acute{h}^3 + 27.511\acute{h}^4 \quad (3.61)$$

$$a_2 = 2.770 + 9.164\acute{h} - 18.876\acute{h}^2 + 23.776\acute{h}^3 - 13.014\acute{h}^4 \quad (3.62)$$

$$a_3 = 0.312 - 0.217\acute{h} - 0.805\acute{h}^2 + 0.318\acute{h}^3 \quad (3.63)$$

$$F_G(\beta) = \frac{1 - 0.2249 \sin^2(\beta) + 0.1231 \sin(2\beta) - 0.0342 \sin(4\beta)}{1 - 0.2249} \quad (3.64)$$

$$G(h) = 0.408 - 0.323\acute{h} + 0.384\acute{h}^2 - 0.170\acute{h}^3 \quad (3.65)$$

et :

$$\acute{h} = 0.01\alpha_s \quad (3.66)$$

α_s représente l'angle d'élévation solaire exprimé en degrés.

Pour la composante I_{d1} , elle est donnée par la formule suivante :

$$I_{d1} = \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) - \frac{\frac{\beta \cos(\beta) - \sin(\beta)}{\pi} + \frac{1 - \cos(\beta)}{2}}{1 + \frac{3}{2b_G}} \quad (3.67)$$

avec $b_G = 1.5$

8. Modèle de BUGLER "B" [ANI] [67] :

BUGLER considéra le rayonnement diffus circumsolaire et a proposé la relation suivante pour le calcul de $I_{d,t}$:

$$I_{d,t} = \left(I_d - 0.05 \frac{I_{b,t}}{\cos(\theta_z)} \right) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + 0.05 I_{b,t} \cos(\theta) \quad (3.68)$$

9. Modèle de HAY "H" [ANI] [68] :

Dans ce modèle, le rayonnement diffus est supposé provenant de deux sources : disque solaire (circumsolaire) et le reste du ciel d'une manière uniforme (isotrope).

L'index de HAY, symbolisé par F_{Hay} , est donnée par :

$$F_{Hay} = \frac{I_b}{I_0} \quad (3.69)$$

I_0 est le rayonnement extraterrestre horaire. Le rayonnement diffuse $I_{d,t}$ est calculé ainsi :

$$I_{d,t} = I_d \left[\left(F_{Hay} \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \right) + (1 - F_{Hay}) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \right] \quad (3.70)$$

10. Modèle de SKARTVEIT "SK" [ANI] [69] :

$$I_{d,t} = I_d \left[\left(\frac{I_b \cos(\theta)}{I_0 \cos(\theta_z)} \right) + J \cos(\beta) + \left(1 - \frac{I_b}{I_0} - J \right) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \right] \quad (3.71)$$

Avec :

$$J = \max \left[0.3 - 2 \frac{I_b}{I_0}, 0 \right] \quad (3.72)$$

11. **Modèle de REINDL “R” [ANI] [70] :**

REINDL a modifié le modèle de HAY en y ajoutant un facteur f_R pour l’irradiation diffuse provenant de l’horizon :

$$I_{d,t} = I_d \left[(1 - F_{Hay}) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \left(1 + f_R \left(\sin \left(\frac{\beta}{2} \right)^3 \right) \right) + \left(F_{Hay} \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} \right) \right] \quad (3.73)$$

Avec :

$$f = \sqrt{\frac{I_d}{I_h}} \quad (3.74)$$

12. **Modèle de STEVEN et UNSWORTH “SU” [ANI] [71] :**

L’angle d’inclinaison β est considéré en radians dans la formule suivante :

$$I_{d,t} = I_d \left[\cos^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) + 2l\pi^{-1} (3 + 2l)^{-1} \left(\sin(\beta) - \beta \cos(\beta) - \pi \sin^2 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) \right] \quad (3.75)$$

STEVEN et UNSWORTH ont suggéré, à travers leur étude, de prendre une valeur de 1.23 pour le paramètre l .

13. **Modèle de PEREZ “P” [ANI] [72] :**

En intégrant le rayonnement diffus circumsolaire et celui provenant de l’horizon, PEREZ proposa la relation suivante :

$$I_{d,t} = I_d (1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + I_d F_1 \frac{A}{B} + I_d F_2 \sin(\beta) \quad (3.76)$$

avec :

$$A = \max(0, \cos(\theta)) \quad (3.77)$$

$$B = \max(\cos(85^\circ), \cos(\theta_z)) \quad (3.78)$$

F_1 et F_2 sont, respectivement, les composantes circumsolaire et de brillance de l’horizon. nous pouvons les calculer grâce aux équations suivantes :

$$F_1 = \max \left[0, \left(f_{11} + f_{12}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180} f_{13} \right) \right] \quad (3.79)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22}\Delta + \frac{\pi\theta_z}{180} f_{23} \quad (3.80)$$

Les valeurs des paramètres f_{11} , f_{12} , f_{13} , f_{21} , f_{22} , f_{23} sont tirées du tableau 3.1 suivant les valeurs du coefficient de netteté ε :

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_d + I_{b,n}}{I_d} + 5.535 \times 10^{-6} \theta_z^3}{1 + 5.535 \times 10^{-6} \theta_z^3} \quad (3.81)$$

$$I_{b,n} = I_b / \cos(\theta_z) \quad (3.82)$$

Δ représente le coefficient de brillance :

$$\Delta = m_a \frac{I_d}{I_{0,n}} \quad (3.83)$$

$$m_a = \text{air mass} = 1 / \cos(\theta_z) \quad (3.84)$$

$I_{0,n}$ représente le rayonnement extraterrestre pour une surface normale à ce dernier. La valeur de ce rayonnement peut être calculée ainsi :

$$I_{0,n} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 n_{day}}{365} \right) \right) \quad (3.85)$$

ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1 – 1.065	−0.008	0.588	−0.062	−0.06	0.072	−0.02
1.065 – 1.23	0.130	0.683	−0.151	−0.019	0.066	−0.029
1.23 – 1.5	0.330	0.487	−0.221	0.055	−0.064	−0.026
1.5 – 1.95	0.568	0.187	−0.295	0.109	−0.152	0.014
1.95 – 2.8	0.873	−0.392	−0.362	0.226	−0.462	0.001
2.8 – 4.5	1.132	−1.237	−0.412	0.288	−0.823	0.056
4.5 – 6.2	1.066	−1.6	−0.359	0.264	−1.127	0.131
> 6.2	0.678	−0.327	−0.250	0.156	−1.377	0.251

TABLE 3.1 – Valeurs de $f_{11} \rightarrow f_{23}$ selon la valeur de ε [72]

3.2.3 Rendement et puissance photovoltaïque

Le rendement d'une cellule, un module, ou un panneau photovoltaïque est le rapport entre l'énergie électrique produite et l'énergie lumineuse reçue sur la surface correspondante. Il varie en fonction de deux paramètres : l'énergie solaire incidente et la température des cellules.

À un moment t de la journée, le rendement instantané $\eta_{pv}(t)$ peut être exprimé par la relation suivante [73, 74] :

$$\eta_{pv}(t) = \eta_{pv,ref} \left[1 - \beta'_{pv} (T_{cell}(t) - T_{cell,ref}) + v \ln \left(\frac{I_t(t)}{I_{ref}} \right) \right] \quad (3.86)$$

$\eta_{pv,ref}$ est le rendement de référence des cellules (fourni par le constructeur), β'_{pv} le coefficient de température, v le coefficient d'éclairement solaire, $I_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$ et $I_t(t)$ est le rayonnement reçu par la surface du panneau photovoltaïque en W/m^2 au temps t

EVANS (1981) [75] a proposé de prendre $\beta' = 0.0048^\circ\text{C}^{-1}$ et $v = 0.12$ pour le silicium cristallin. Cependant, le plus souvent la valeur du coefficient v est prise égale à zéro [76]. HEGAZY, en 2000 [77], a proposé les valeurs $v = 0$ et $\beta = 0.004^\circ\text{C}^{-1}$

La température des cellules T_{cell} est donnée par [78] :

$$T_{cell}(t) = T_a(t) + (NOCT - 20) \left(\frac{I_t(t)}{800} \right) \quad (3.87)$$

$NOCT$ est la température nominale de fonctionnement des cellules (fournie par le constructeur). Sa valeur est définie pour une vitesse de vent de 1 m/s , une température ambiante de 20°C et un rayonnement de référence de 800 W/m^2 . $T_a(t)$ est la température ambiante à l'instant t

Concernant la puissance instantanée $P_{pv}(t)$ fournie par un, ou une ensemble de panneaux photovoltaïques, elle est donnée par la relation suivante :

$$P_{pv}(t) = I_t(t) S_{pv,total} \eta_{pv}(t) \eta_{losses} \quad (3.88)$$

$S_{pv,total}$ est la surface totale des panneaux photovoltaïques, et η_{losses} représente les différentes pertes résultantes de la régulation et du contrôle de cette puissance.

Chapitre 4

Énergie Éolienne

Le vent est une ressource inépuisable, gratuite et disponible partout. Avec l'eau et le bois, le vent a été une des premières ressources naturelles à avoir été utilisée pour faciliter la vie de l'homme [79]. En maîtrisant la force du vent, il a pu naviguer et découvrir de nouvelles terres ou encore moudre les grains avec des moulins à vent. Aujourd'hui, l'énergie éolienne permet de produire de l'électricité [80].

4.1 Présentation

4.1.1 Caractéristiques générales du vent

4.1.1.1 Origine du vent

La source première de l'énergie éolienne est le vent. Il est défini comme étant le déplacement de l'air entre une zone de haute pression et une de basse pression [81] (figure 4.1).

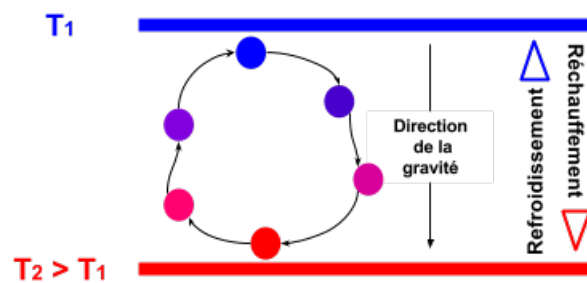


FIGURE 4.1 – Convection naturelle responsable des différences de densités.

Le vent est provoqué par le réchauffement de la Terre causé par le Soleil. Les écarts de températures provoqués par le rayonnement solaire créent des différences de densités au sein de l'air, ainsi le plus chaud monte en haut et le plus froid reste en basse altitude. Ces différences provoquent le déplacement des masses d'air, et ainsi le vent circule.

4.1.1.2 Mécanique des mouvements du vent

Dans le modèle le plus simple pour la mécanique des mouvements du vent dans l'atmosphère, quatre forces peuvent être envisagées :

- La force de pression de l'air (par unité de masse) donnée par la relation suivante [82] :

$$F_p = \frac{-1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial n_{dir}} \quad (4.1)$$

où ρ est la densité de l'air, n_{dir} est la direction normale aux lignes de pression constante, et $\frac{\partial p}{\partial n_d}$ est défini comme étant le gradient de la pression normale aux lignes de pression constante, ou isobares.

- La force de Coriolis (par unité de masse) donnée par la relation suivante [82] :

$$F_{cor} = f_c v \quad (4.2)$$

où v représente la vitesse du vent, et f_c est le paramètre de Coriolis exprimé comme suit :

$$f = 2\omega_r \sin(\psi) \quad (4.3)$$

ψ est la latitude, et ω_r représente la valeur de la rotation angulaire de la Terre.

- Le vent géostrophique, qui se définit comme le vent résultant de l'équilibre géostrophique entre la force de Coriolis et la force du gradient de pression atmosphérique agissant sur une parcelle d'air [3]. Il a une magnitude qui se formule par [82] :

$$V_g = \frac{-1}{f_c \rho} \frac{\partial p}{\partial n_{dir}} \quad (4.4)$$

- La force exercée sur le vent et due aux frottements à la surface de la Terre. Autrement dit, la surface de la Terre exerce une force horizontale sur l'air qui est en mouvement, donc retarde son écoulement [82].

4.1.1.3 Variation temporelle des vitesses du vent

La vitesse du vent n'est pas constante dans le temps, nous avons quatre catégories de variation :

- *Inter-annuelle* : les variations inter-annuelles surgissent pour une période de temps supérieure à une année, et sont très importantes lorsqu'on veut déterminer un profil annuel pour des données météorologiques d'un endroit donné. Généralement, pour les vitesses du vent, nous prenons en considération les données d'au moins vingt années pour réaliser un tel profil.
- *Annuelle* : au cours d'une seule année, des variations de vitesses de vent peuvent couramment se produire, surtout pendant le passage d'une saison à une autre (par exemple, le vent souffle généralement plus fort en hiver qu'en été).
- *Quotidienne* : pour les latitudes tropicales et tempérées, de grandes variations du vent peuvent se produire sur une échelle de temps diurne ou quotidienne. Ce type de variation est causé par une forte variabilité du rayonnement solaire (la surface de la terre est chauffée d'une façon non-régulière).
- *À court terme* : des variations de la vitesse du vent peuvent aussi se produire durant de petits laps de temps. Généralement, des moyennes de dix minutes sont déterminées en utilisant un taux d'échantillonnage d'environ 1 seconde. L'étude de ces variations présente un intérêt pour prévoir des turbulences et autres rafales de vent.

4.1.2 Les éoliennes

4.1.2.1 Définition

Une éolienne est un dispositif qui convertit l'énergie cinétique contenue dans l'air en mouvement vers une énergie mécanique rotationnelle. Le plus souvent, cette énergie est elle-même de nouveau transformée en énergie électrique [3].

4.1.2.2 Composants d'une éolienne

Actuellement, il existe de nombreux types d'éoliennes. Dans notre travail, nous nous intéressons à la configuration dite "horizontale". Cette dernière sera adoptée pour la modélisation

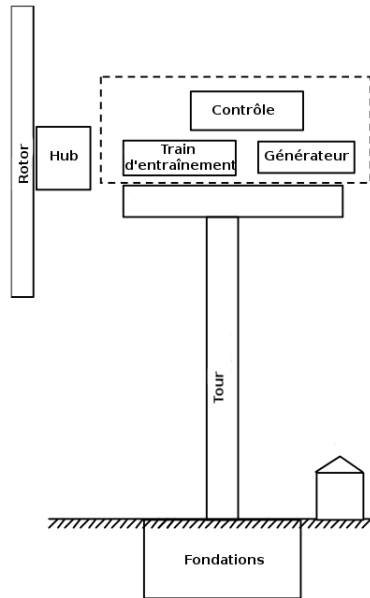


FIGURE 4.2 – Composants majeurs d'une turbine éolienne à axe horizontal [82]

mathématique. Elle se compose essentiellement de (figure 4.2) :

- *Un rotor* : il est constitué du moyeu et des pales de l'éolienne. Ces dernières sont souvent considérées comme les éléments les plus importants à la fois du point de vue des performances, et aussi du point de vue coût global [82].
- *Un train d'entraînement* : il se compose des parties tournantes de l'éolienne. Il s'agit généralement de l'arbre à basse vitesse (du côté rotor), une boîte de vitesses, et un arbre à grande vitesse (du côté du générateur) [82].
- *Un générateur* : il existe sur le marché plusieurs types de machines électriques qui peuvent jouer le rôle de générateur dans un système aérogénérateur qui demande des caractéristiques très spécifiques [83]. Généralement, presque toutes les éoliennes utilisent soit un générateur à induction, soit un moteur asynchrone.
- *Une nacelle et queue d'orientation* : la nacelle regroupe les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor au générateur électrique : arbres lent et rapide, roulements, multiplicateur, système de commande, système de refroidissement et frein à disque différent du frein aérodynamique qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge [83]. La nacelle est fermée grâce à un capot. Cela protège les éléments qui sont à l'intérieur.

Nous trouvons aussi, quelques fois, un système d'orientation attaché à l'arrière de la nacelle (queue).

- *Une tour* : elle soutient le rotor et la nacelle. Sa hauteur commence généralement à partir de 10 mètres, et augmente selon l'application voulue [84].
- *Un système de commande* : la partie commande est très importante dans une éolienne, elle comprend généralement des capteurs (vitesse, position, ...etc), des contrôleurs (mécaniques et électriques), des amplificateurs et commutateurs de puissance, des pistons, ...etc [82].

4.1.2.3 Principe de fonctionnement

Les turbines éoliennes convertissent l'énergie du vent soufflant sur les pales du rotor en énergie de rotation. Du fait de la géométrie particulière de la pale (figure 4.3), le flux d'air génère une surpression sur la face située au vent (face inférieure sur la figure) et une dépression sur la face située sous le vent (face supérieure sur la figure). La différence de pression entre les deux faces produit une force de poussée perpendiculaire à la direction de la vitesse résultante du vent, dont les deux composantes sont la vitesse du vent réelle et la vitesse angulaire de la turbine en rotation [85, 86, 87].

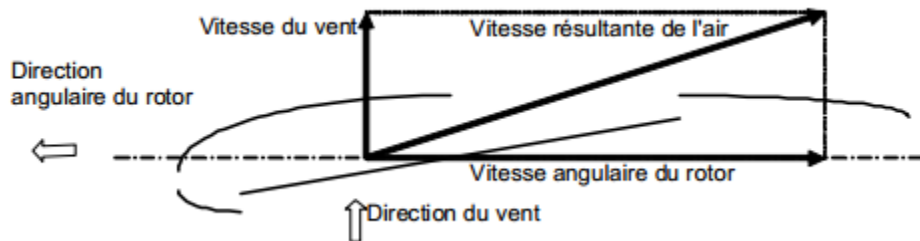


FIGURE 4.3 – Section en coupe d'une pale de rotor

La force de poussée se traduit par un couple mécanique qui, appliqué sur l'arbre du rotor, entraîne un mouvement de rotation du rotor. La puissance disponible sur l'arbre peut être utilisée de différentes façons. Durant de nombreuses années, cette puissance était utilisée pour moulinier les grains dans les moulins à vent ou pour pomper de l'eau. De nos jours, les turbines éoliennes utilisent cette énergie pour produire, grâce à un générateur, de l'électricité.

4.1.2.4 Contrôle et commande de puissance

Pour protéger l'éolienne et assurer son bon fonctionnement à des puissances maximales, nous y intégrons généralement un système de contrôle composé d'un certain nombre de capteurs. Ce système peut dynamiquement ajuster l'angle de calage des pâles pour contrôler la puissance aux forts vents. En outre, au delà d'une certaine valeur de vitesse du vent qui risque d'endommager le générateur, le système peut arrêter le fonctionnement de l'éolienne en stoppant la rotation de ses pâles, jusqu'à ce que le vent retrouve des vitesses acceptables qui ne présentent aucun risque pour le générateur électrique.

Les méthodes les plus courantes pour le contrôle de la puissance d'une éolienne sont [88] :

- *“Pitch control”* : c'est une régulation à pas variable qui se présente sous forme d'un système permettant de réguler la puissance de l'éolienne en faisant varier l'angle de calage des pâles.
- *“Passive stall control”* : aussi appelé “pas fixe”, ce système désigne les pâles dont l'angle de calage sur le moyeu est fixe, mais dont la conception et le design sont spécialement conçus pour faire varier le pas tout au long de leur envergure.
- *“Active stall control”* : c'est une combinaison entre les deux systèmes précédemment décrits.
- *“Yaw control”* : appelé aussi contrôle par basculement, il repose sur le principe de régulation de l'angle formé par l'axe de rotation du rotor et la direction du vent dominant. Cela peut se faire en basculant l'hélice vers le haut ou sur les cotés.

4.1.2.5 Classement des turbines éoliennes

Il existe différentes façons de classer les turbines éoliennes, nous avons principalement deux groupes selon l'orientation de leur axe de rotation : celles à axe horizontal, et celles à axe vertical [89] :

- *Éoliennes à axe horizontal (HAWT)* : les turbines éoliennes à axe horizontal (HAWT, pour “Horizontal Axis Wind Turbine”), sont la configuration la plus connue et utilisée dans le monde. Ce type d'éolienne possède des pâles qui tournent sur un axe parallèle au sol et présente plusieurs avantages, comme la faible vitesse d'amorçage (“cut-in”) et un coefficient de puissance relativement élevé.

Toutefois, la boîte de vitesse et le générateur électrique doivent être installées en haut de la tour, ce qui pose des problèmes mécaniques et économiques .

Selon le nombre de pales, nous pouvons distinguer des éoliennes à axe horizontal mono-pales, bi-pales, tri-pales et multi-pales. Il est à noter que c'est les HAWT tripales qui sont les plus utilisées de nos jours grâce notamment à l'uniformité qu'elles présentent.

- *Éoliennes à axe vertical (VAWT)* : une éolienne à axe vertical (VAWT, pour "Vertical Axis Wind Turbine") possède des pales qui tournent autour d'un axe perpendiculaire au sol. Ce type de turbine peut recevoir le vent de n'importe quelle direction, ce qui rend inutile le dispositif d'orientation.

Dans ces éoliennes, la partie mécanique se trouve au sol (facilité de maintenance), mais l'inconvénient est qu'elle nécessite la plupart du temps un mécanisme d'amorçage pour que les pales commencent à tourner.

Selon leur puissance nominale (voir son évolution sur la figure 4.4), nous avons [83] :

- Éoliennes de petite puissance, inférieur à 40 W
- Éoliennes de moyenne puissance, de 40 W à quelques centaines de kW
- Éoliennes de forte puissance, supérieure à 1 MW

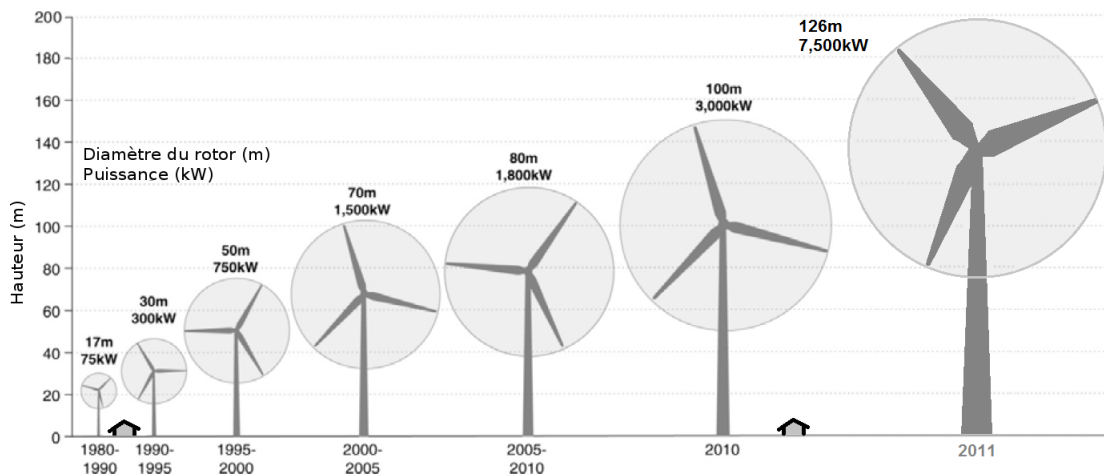


FIGURE 4.4 – Évolution de la puissance des éoliennes [3]

4.2 Modélisation mathématique

4.2.1 Analyse des vitesses du vent

Le principal problème est la grande variabilité des vitesses du vent. En effet, le vent est un phénomène aléatoire dont les vitesses peuvent varier dans le temps et l'espace. Pour suivre ces variations, de nombreuses études ont été menées afin d'établir des lois et relations pouvant quantifier ces variations pour une période et un endroit donnés.

4.2.1.1 Variation temporelle

L'étude de la variation temporelle des vitesses du vent présente un intérêt crucial pour tout projet éolien, et le choix de la période sur laquelle va se baser cette étude affecte grandement la précision des résultats.

En effet, si nous considérons des moyennes de vitesses du vent annuelles, et qu'on étudie leur variation d'une année à une autre, il est fort possible que nos calculs ne servent qu'à estimer une production éolienne annuelle qui ne présente aucun intérêt pour le dimensionnement efficace d'un système utilisant cette énergie d'une façon continue. Cependant, si nous réduisons un peu la période d'étude et prenons par exemple une saison ou un mois, l'étude et le suivi des variations de la vitesse du vent sera plus précise, compte tenu des changements de densité et température de l'air d'un mois à un autre. Malgré cela, ce choix de période mensuelle (ou saisonnière) ne peut mener à des dimensionnement optimaux pour des périodes spécifiques de l'année.

En suivant le même raisonnement et en réduisant encore plus la période d'analyse, nous pouvons étudier des variations journalières, et même horaires. Ces dernières sont très importantes puisqu'elles nous permettent de suivre avec précision, par pas d'une heure, la production énergétique de notre éolienne et de procéder aux réglages nécessaires afin qu'elle puisse satisfaire la demande de charge.

4.2.1.2 Étude statistique

Les divers travaux nous dévoilent que la loi de Weibull à deux paramètres connaît le plus grand succès dans le domaine éolien [90, 91, 92, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 99, 100, 101, 102].

En effet, elle est souvent utilisée afin d'estimer et de prédire la distribution des fréquences des vitesses du vent durant une certaine période et donne généralement des résultats satisfaisants.

Dans notre étude, nous allons présenter sept autres lois statistiques, moins utilisées que celle de Weibull, et faire une analyse comparative au niveau précision. Comme chacune de ces lois a ses propres paramètres, nous allons utiliser une méthode paramétrique pour les calculer : la méthode du maximum de vraisemblance [103].

Les huit fonctions densité de probabilité $f(v)$ vont être présentées, la fonction cumulative de répartition $F(v)$ de chacune d'elles sera égale, à chaque fois, à :

$$F(v) = \int^v f(t) dt \quad (4.5)$$

Fonction hybride : Durant la période de l'étude, la possibilité d'avoir des vitesses de vent nulles ne peut pas être négligée. Pour cela, et afin de les prendre en considération (quand elles existent), nous allons utiliser le concept de distribution hybride, notion introduite par TAKLE et BROWN [102]. Sa formulation mathématique est la suivante :

$$h(v, \phi, \vartheta_0) = (1 - \vartheta_0) f(v, \phi) \quad (4.6)$$

$h(v, \phi, \vartheta_0)$ représente la fonction densité de probabilité hybride qui est reliée à la distribution standard $f(v, \phi)$, ϕ désigne l'ensemble des paramètres de la distribution et v est la vitesse du vent. Si $v = 0$, la fonction hybride devient :

$$h(v, \phi, \vartheta_0) = \vartheta_0 \quad (4.7)$$

ϑ_0 est la probabilité d'observer des vitesses nulles.

Lors de l'utilisation de la distribution hybride, les vitesses nulles sont éliminées lors de l'étude de $f(v, \phi)$.

1. Distribution Weibull à deux paramètres "W" [104] :

C'est la loi la plus utilisée dans le domaine éolien. Citée dans plusieurs travaux, l'expression mathématique de sa fonction densité de probabilité est :

$$f(v; k, c) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[\left(\frac{-v}{c}\right)^k \right] \quad (4.8)$$

k et c sont respectivement le facteur de forme et le facteur d'échelle de la distribution, calculés suivant la méthode du maximum de vraisemblance :

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^n v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^k} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln(v_i) \right]^{-1} \quad (4.9)$$

$$c = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^k \right)^{1/k} \quad (4.10)$$

2. Distribution Rayleigh à un paramètre "R" [104] :

C'est un cas particulier de la loi de Weibull à deux paramètres tel que $k = 2$. Sa fonction densité de probabilité est :

$$f(v; c) = \frac{v}{c^2} \exp \left[- \left(\frac{v}{\sqrt{2c}} \right)^2 \right] \quad (4.11)$$

En utilisant la méthode du maximum de vraisemblance, le paramètre c peut être calculé selon la relation suivante :

$$c = \left(\frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n v_i^2 \right)^{1/2} \quad (4.12)$$

3. Distribution inverse-gaussienne à deux paramètres "IGS" [105] :

La fonction densité de probabilité de cette loi se présente ainsi :

$$f(v; \alpha, \beta) = \left(\frac{\beta}{2\pi v^3} \right)^{1/2} \exp \left[- \frac{\beta (v - \alpha)^2}{2v\alpha^2} \right] \quad (4.13)$$

α est le paramètre de forme, et β l'espérance de la distribution. En utilisant la méthode du maximum de vraisemblance, ces paramètres sont calculés ainsi :

$$\alpha = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i \quad (4.14)$$

$$\beta = n \left[\sum_{i=1}^n v_i^{-1} - n^2 \left(\sum_{i=1}^n v_i \right)^{-1} \right]^{-1} \quad (4.15)$$

4. Distribution Gamma à deux paramètres "G2" [104] :

Une distribution Gamma (ou loi Gamma) est un type de loi de probabilité de variables aléatoires réelles positives. Elle est caractérisée par deux paramètres η et β qui affectent

respectivement la forme et l'échelle de sa représentation graphique. Sa fonction densité de probabilité est :

$$f(v; \beta, \eta) = \frac{v^{\eta-1}}{\beta^\eta \Gamma(\eta)} \exp\left[-\frac{v}{\beta}\right] \quad (4.16)$$

$\Gamma()$ est la fonction Gamma d'EULER.

En utilisant la méthode du maximum de vraisemblance, nous obtenons la relation suivante :

$$\ln(\eta) - \psi(\eta) = \ln\left(\frac{\sum_{i=1}^n v_i}{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}\right) \quad (4.17)$$

$\psi()$ est la fonction digamma.

Une fois le paramètre η obtenu, nous pouvons calculer β :

$$\beta = \frac{1}{n\eta} \sum_{i=1}^n v_i \quad (4.18)$$

5. Distribution Gamma à trois paramètres "G3" [106] :

Appelée aussi distribution Gamma généralisée, cette loi est caractérisée par trois paramètres. Sa fonction densité de probabilité est :

$$f(v; \alpha, \beta, \eta) = \frac{\alpha v^{\eta-1}}{\beta^{-\eta/\alpha} \Gamma(\eta/\alpha)} \exp(-\beta v^\alpha) \quad (4.19)$$

En utilisant la méthode du maximum de vraisemblance, nous obtenons :

$$\alpha T_3 - \ln[\alpha(T_2 - T_1 T_3)] - \psi\left[\frac{T_1}{\alpha(T_2 - T_1 T_3)}\right] = 0 \quad (4.20)$$

Avec :

$$T_1 = n^{-1} \sum_{i=1}^n v_i^\alpha \quad (4.21)$$

$$T_2 = n^{-1} \sum_{i=1}^n [v_i^\alpha \ln(v_i)] \quad (4.22)$$

$$T_3 = n^{-1} \sum_{i=1}^n \ln(v_i) \quad (4.23)$$

Les paramètres β et η sont calculés ainsi :

$$\beta = \frac{1}{\alpha(T_2 - T_1 T_3)} \quad (4.24)$$

$$\eta = \frac{T_1}{T_2 - T_1 T_3} \quad (4.25)$$

6. Distribution normale tronquée à deux paramètres “NT” [107] :

Elle est caractérisé par deux paramètres (espérance α et écart type β). Sa fonction densité de probabilité est sous la forme suivante :

$$f(v; \alpha, \beta) = \frac{1}{E(\alpha, \beta) \beta \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(v - \alpha)^2}{2\beta^2} \right] \quad (4.26)$$

La fonction $E(\alpha, \beta)$ est donnée par :

$$E(\alpha, \beta) = \frac{1}{\beta \sqrt{2\pi}} \int \exp \left[-\frac{(v - \alpha)^2}{2\beta^2} \right] dv \quad (4.27)$$

L'équation de PEARSON-LEE-FISHER est obtenue en utilisant la méthode du maximum de vraisemblance :

$$\left[\frac{Z(\varsigma)}{1 - \phi(\varsigma)} - \varsigma \right]^{-1} \left\{ \left[\frac{Z(\varsigma)}{1 - \phi(\varsigma)} - \varsigma \right]^{-1} - \varsigma \right\} = \frac{1}{n(m_{nt}^2)} \sum_{i=1}^n v_i^2 \quad (4.28)$$

m_{nt} est la moyenne et :

$$\varsigma = \frac{-\alpha}{\beta} \quad (4.29)$$

$$Z(\varsigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp \left(-\frac{\varsigma^2}{2} \right) \quad (4.30)$$

$$1 - \phi(\varsigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^\varsigma \exp \left(-\frac{x^2}{2} \right) dx \quad (4.31)$$

β est calculé par la relation suivante :

$$\beta = \left[\frac{Z(\varsigma)}{1 - \phi(\varsigma)} - \varsigma \right]^{-1} m_{nt} \quad (4.32)$$

7. Distribution normale des racines carrées à deux paramètres “NRC” [108] :

En statistiques, cette loi exprime une loi normale appliquée aux racines carrées des échantillons. Sa fonction densité de probabilité est :

$$f(v; \mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma \sqrt{8\pi v}} \exp \left[-\frac{(\sqrt{v} - \mu)^2}{2\sigma^2} \right] \quad (4.33)$$

Les deux paramètres de cette loi sont obtenus en utilisant la méthode du Maximum de vraisemblance :

$$\mu = \frac{\sum_{i=1}^n v_i^{1/2}}{n} \quad (4.34)$$

$$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (v_i^{1/2} - m)^2}{n} \quad (4.35)$$

σ est la déviation standard de la distribution.

8. Distribution Log-normale à deux paramètres “LN” [104] :

Cette loi, également appelée loi de GALTON, est caractérisée par deux paramètres. Sa fonction densité de probabilité est :

$$f(v; \alpha, \beta) = \frac{1}{v\beta\sqrt{2\pi}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left[\frac{\ln(v) - \alpha}{\beta} \right]^2 \right\} \quad (4.36)$$

En utilisant la méthode du maximum de vraisemblance, nous pouvons calculer les valeurs de α et β :

$$\alpha = \frac{1}{2} \sum_{i=0}^n \ln(v_i) \quad (4.37)$$

$$\beta^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n [\ln(v_i) - \alpha]^2 \quad (4.38)$$

4.2.1.3 Variation spatiale

A- Modèles d'extrapolation verticale

Modèle de similarité : Le modèle de similarité est basé sur la théorie de similarité de MONION-OBUKHOV [109]. La dépendance du paramètre de similarité $1/L$ avec la rugosité du sol Z_0 a été étudiée par MIKHAIL et JUSTUS [110].

$$v_h = \left(\frac{u_*}{k} \right) \left[\ln \left(\frac{Z_h}{Z_0} \right) - \psi_m \left(\frac{Z_h}{L} \right) \right] \quad (4.39)$$

ψ_m est la fonction universelle de la hauteur Z_h relative au paramètre L .

$$L = -u_*^3 \frac{C_{sp}\rho T}{kgH_{tur}} \quad (4.40)$$

u_* : vitesse de frottement.

$k = 0.4$: constante de VON KARMAN.

T : température moyenne.

ρ : densité de l'air.

g : accélération de la pesanteur.

H_{tur} : flux de turbulence.

C_{sp} : chaleur spécifique sous pression constante.

$\psi_m \left(\frac{Z}{L} \right)$ peut être trouvée selon différentes conditions de stabilité :

— *Stables* :

$$\psi_m \left(\frac{Z}{L} \right) = -4.7 \left(\frac{Z}{L} \right) \quad , \frac{1}{L} > 0.003 \quad (4.41)$$

— *Neutres* :

$$\psi_m \left(\frac{Z}{L} \right) = 0 \quad , -0.003 < \frac{1}{L} < 0.003 \quad (4.42)$$

— *Instables* :

$$\psi_m \left(\frac{Z}{L} \right) = 2 \ln \left(\frac{1+x}{2} \right) + \ln \left(\frac{1+x^2}{2} \right) - 2 \tan^{-1}(x) + \frac{\pi}{2} \quad , \frac{1}{L} < -0.003 \quad (4.43)$$

Avec :

$$x = \left(1 - \frac{\Lambda Z}{L} \right)^{1/4} \quad (4.44)$$

Une valeur $\Lambda = 10$ a été suggérée par PAULSON et a été trouvée comme étant adéquate. $1/L$ peut être déterminée en utilisant les classes de stabilité de PASQUILI-GIFFORD (tableau 4.1).

Classe	Valeur de $1/L$
A	$0.05 [\log_{10}(Z_0) - 1]$
B	$0.026 [\log_{10}(Z_0) - 1]$
C	$0.015 [\log_{10}(Z_0) - 1]$
D	$0.004 [\log_{10}(Z_0) - 1]$
E	$-0.009 [\log_{10}(Z_0) - 1]$
F	$-0.023 [\log_{10}(Z_0) - 1]$
G	$-0.038 [\log_{10}(Z_0) - 1]$

TABLE 4.1 – Valeurs de $1/L$ selon classes de stabilité de PASQUILI-GIFFORD [109]

En prenant une vitesse v_1 connue à une hauteur Z_1 , le rapport $\frac{u_*}{k}$ peut être calculé de la manière suivante :

$$\frac{u_*}{k} = \frac{v_1}{\ln \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) + \psi_m \left(\frac{Z_1}{L} \right)} \quad (4.45)$$

Ainsi, à partir de la mesure effectuée à Z_1 , v_2 peut être estimée en transformant l'équation 4.45 :

$$v_2 = v_1 \frac{\ln \left(\frac{Z_2}{Z_0} \right) + \psi_m \left(\frac{Z_2}{L} \right)}{\ln \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right) + \psi_m \left(\frac{Z_1}{L} \right)} \quad (4.46)$$

Modèle de la loi logarithmique [111] : Ce modèle est tiré du modèle de similarité pour des conditions neutres. Ainsi, en reprenant la relation 4.46 pour un $\psi_m (Z_2/L) = 0$ nous aurons un profil logarithmique :

$$v_2 = v_1 \frac{\ln \left(\frac{Z_2}{Z_0} \right)}{\ln \left(\frac{Z_1}{Z_0} \right)} \quad (4.47)$$

Cette loi n'est valable que pour des terrains relativement plats et non accidentés, à une hauteur ne dépassant pas les 50 m.

Modèle de la loi de puissance [111] : La loi de puissance, proposée par JUSTUS et MIKHAIL, propose de faire la projection de la vitesse du vent à partir de la hauteur de mesure Z_1 vers une autre hauteur Z_2 suivant la relation :

$$\frac{v_2}{v_1} = \left(\frac{Z_2}{Z_1} \right)^{\alpha_f} \quad (4.48)$$

α_f est l'exposant de friction, ou aussi connu entant que coefficient de cisaillement du vent. Grâce à plusieurs études menées un peu partout dans le monde, et pour une utilisation pratique, les valeurs du coefficient de friction ont été résumées dans le tableau 4.2 en fonction du type de terrain.

Type du terrain	α_f
Lacs, océans et terrains plats	0.10
Prairies	0.15
Cultures hautes avec haies et arbustes	0.20
Terres très basses	0.25
Petites villes avec arbres et arbustes	0.30
Zones urbaines avec gratte-ciels	0.40

TABLE 4.2 – Valeurs du coefficient α_f pour différents types de terrains

Cependant, le coefficient α_f reste aussi très variable pour le même terrain selon les conditions météorologiques.

Loi de puissance de JUSTUS et MIKHAIL [109] : JUSTUS et MIKHAIL (1976) ont proposé une relation pour estimer le coefficient α_f :

$$\alpha_f = a_f + b_f \ln(v_1) \quad (4.49)$$

v_1 est la vitesse du vent à la hauteur de mesure Z_1 . Ainsi, α_f est considérée comme une variable dépendante notamment de la vitesse du vent.

Pour une valeur de rugosité de surface $0.05 \leq Z_0 \leq 0.5$ m, les paramètres a_f et b_f sont donnés par les relations suivantes :

$$a_f = \frac{0.37}{1 - 0.0881 \ln(Z_1/10)} \quad (4.50)$$

$$b_f = \frac{-0.0881}{1 - 0.0881 \ln(Z_1/10)} \quad (4.51)$$

Loi de puissance modifiée [110, 111] : MIKHAIL et JUSTUS ont suggéré, en 1981, une nouvelle relation pour estimer le coefficient de friction α_f :

$$\alpha_f = \frac{1}{\ln\left(\frac{Z_g}{Z_0}\right)} - \left[\left(\frac{0.0881}{1 - 0.0881 \ln\left(\frac{Z_1}{10}\right)} \right) \ln\left(\frac{v_1}{v_n}\right) \right] \quad (4.52)$$

Pour assurer les conditions de neutralité, la vitesse v_n est prise égale à 6m/s et Z_g représente la moyenne géométrique de la hauteur :

$$Z_g = \frac{\exp[\ln(Z_1) + \ln(Z_2)]}{2} \quad (4.53)$$

Loi de puissance dite à coefficient variable [111] : Pour tenir compte des différentes valeurs de la rugosité du terrain, KNIDIRI et LAAOUINA ont proposé, en 1986, la relation suivante pour le coefficient α_f :

$$\alpha_f = \frac{x - 0.088 \ln(v_i)}{1 - 0.088 \ln\left(\frac{Z_i}{10}\right)} \quad (4.54)$$

x varie selon la rugosité du sol comme suit :

- Pour $0.005 > Z_0 \geq 0$ m nous avons $x = 0.25$
- Pour $0.05 > Z_0 \geq 0.005$ m nous avons $x = 0.31$
- Pour $0.5 > Z_0 \geq 0.05$ m nous avons $x = 0.37$
- Pour $4 > Z_0 \geq 0.5$ m nous avons $x = 0.48$

Loi de similitude équivalente [109] : Afin de simplifier le traitement numérique du modèle de similitude, au détriment de la perte d'une certaine précision, une loi de puissance

équivalente a été suggérée par PANOFSKY (1977) :

$$\frac{v_h}{v_{10}} = \left(\frac{h}{10} \right)^{\alpha_f} \quad (4.55)$$

Une analyse a pu établir une relation pour le calcul de α_f afin que la relation 4.55 soit égale à la relation 4.39 :

$$\alpha_f = \frac{\phi \left(\frac{Z_g}{L} \right)}{\ln \left(\frac{Z_g}{Z_0} \right) - \psi_m \left(\frac{Z_g}{L} \right)} \quad (4.56)$$

Avec :

$$Z_g = \frac{\exp [\ln (10) + \ln (Z_h)]}{2} \quad (4.57)$$

$\phi ()$ et $\psi_m ()$ sont des fonctions universelles de Z_g/L

B- Longueur de rugosité du sol

La rugosité est une caractéristique de l'état du surface d'un matériau solide. C'est aussi un paramètre d'un écoulement se produisant sur ce matériau [3].

Le longueur de rugosité est la hauteur au-dessus du sol Z_0 du plan où s'applique la condition d'adhérence, c'est-à-dire où le vecteur vent moyen est égal au vecteur nul. La rugosité influe sur la vitesse du vent, plus la valeur de sa longueur est grande, plus y a de risque que le vent soit freiné.

Nous nous referons en général à deux notions lorsque l'on évalue le potentiel éolien d'un endroit donné [111] :

- La classe de rugosité.
- La longueur de rugosité.

Si nous possédons des mesures des vitesses du vent à deux hauteurs différentes Z_1 et Z_2 , il est préférable de calculer le coefficient de friction α_f afin d'estimer directement la longueur de rugosité Z_0 par la formule suivante [111] :

$$Z_0 = \exp \left(\frac{Z_1^{\alpha_f} \ln (Z_2) - Z_2^{\alpha_f} \ln (Z_1)}{Z_1^{\alpha_f} - Z_2^{\alpha_f}} \right) \quad (4.58)$$

4.2.2 Limite de BETZ

En 1919, les calculs du physicien allemand ALBERT BETZ ont mené à définir un maximum pour le coefficient de puissance C_p , coefficient qui désigne le pourcentage d'énergie que va

pouvoir extraire le rotor d'une éolienne à partir de l'énergie totale contenue dans le vent. Ce maximum est souvent appelé "limite de BETZ" $C_{p_{max}}$

4.2.2.1 Énergie cinétique de l'air

Considérons un tube de vent à la vitesse v_1 perpendiculaire à une surface S . Une fois au delà de cette surface, le tube s'élargit et adopte une autre vitesse v_2

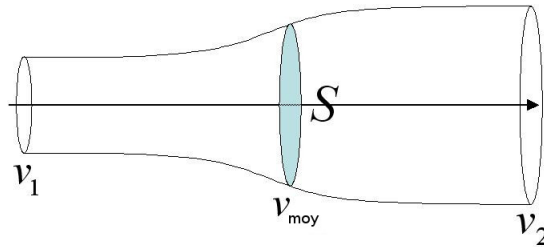


FIGURE 4.5 – Tube de vent

La force F_v exercée par une masse d'air m_a sur la surface S peut être définie selon la loi de NEWTON [112] :

$$F = m_a \alpha = m \frac{dv}{dt} \quad (4.59)$$

En supposant que m_a est constante et que le vent est un fluide incompressible, nous pouvons définir l'équation de continuité :

$$\dot{v} = \rho S_1 v_1 = \rho S_2 v_2 = \rho S V = \text{constante} \quad (4.60)$$

ρ représente la densité de l'air. L'équation 4.59 devient :

$$F = \frac{m_a}{dt} \Delta v = \dot{m}_a \Delta v = \rho S v (v_1 - v_2) \quad (4.61)$$

L'énergie est définie comme le rapport entre la force et la distance parcourue :

$$E = F x = m_a \alpha x \quad (4.62)$$

En utilisant la loi cinétique :

$$v^2 = u^2 + 2\alpha x \quad (4.63)$$

et en considérant une vitesse de départ nulle ($u = 0$), nous aurons :

$$\alpha = \frac{v^2}{2x} \quad (4.64)$$

Ainsi, en combinant les relations 4.62 et 4.64 nous retrouvons la formule de l'énergie cinétique d'une masse d'air supposée constante :

$$E = \frac{1}{2}m_a v^2 \quad (4.65)$$

4.2.2.2 Puissance contenue dans le vent

La puissance est définie comme étant l'énergie (ou le travail) par unité de temps :

$$P = \frac{dE}{dt} \quad (4.66)$$

Avec :

$$dE = Fdx \quad (4.67)$$

Donc :

$$P = F \frac{dx}{dt} = Fv \quad (4.68)$$

En combinant les relations 4.61 et 4.68 il en résulte :

$$P = \rho S v^2 (v_1 - v_2) \quad (4.69)$$

4.2.2.3 Coefficient de puissance C_p

La puissance P peut aussi être calculée en utilisant la variation de l'énergie cinétique dans le temps, entre les vitesses v_1 et v_2 :

$$P = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{\left(\frac{1}{2}m_a v_1^2\right) - \left(\frac{1}{2}m_a v_2^2\right)}{\Delta t} \quad (4.70)$$

En considérant que $\frac{m_a}{\Delta t} = \dot{m}_a$, nous aurons :

$$P = \frac{1}{2}\dot{m}_a (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2}\rho S v (v_1^2 - v_2^2) \quad (4.71)$$

Les formules 4.69 et 4.71 représentent la même grandeur, donc nous pouvons écrire :

$$\rho S v^2 (v_1 - v_2) = \frac{1}{2}\rho S v (v_1^2 - v_2^2) \quad (4.72)$$

Ce qui donne :

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \implies P = \frac{1}{4}\rho S (v_1 + v_2) (v_1^2 + v_2^2) \quad (4.73)$$

Après quelques arrangements, nous aurons :

$$P = \frac{1}{2} \left\{ \rho S v_i^3 \left[\frac{1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 + \left(\frac{v_2}{v_1}\right) - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^3}{2} \right] \right\} = \frac{1}{2} \rho S v_i^3 C_p \quad (4.74)$$

Ainsi, le coefficient de puissance C_p est défini par la relation suivante :

$$C_p = \frac{1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2 + \left(\frac{v_2}{v_1}\right) - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^3}{2} = \frac{\left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^2\right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right)}{2} \quad (4.75)$$

D'après le relation 4.75, il est clair que C_p dépend de la vitesse du vent v_1 . Posons $v_r = \frac{v_2}{v_1}$:

$$C_p = \frac{(1 - v_r^2)(1 + v_r)}{2} \quad (4.76)$$

La limite de BETZ $C_{p_{max}}$ s'obtient en dérivant la relation 4.76 et en cherchant pour quelle valeur de v_r elle s'annule. La solution la plus logique serait $v_r = \frac{1}{3}$. Avec cette valeur, nous pouvons estimer $C_{p_{max}}$:

$$C_{p_{max}} \approx 0.5926 \approx 59.26\% \quad (4.77)$$

4.2.3 Puissance produite

4.2.3.1 Modèles paraboliques de la courbe de puissance

Généralement, les constructeurs d'éoliennes fournissent avec leurs machines des fiches reprenant les paramètres importants qui caractérisent ces dernières. Le plus souvent, en plus de ces paramètres, des courbes représentant la puissance produite en fonction des vitesses du vent sont aussi fournies.

Comme nous le voyons dans la figure 4.6, la forme des courbes ressemble à une parabole, d'où la désignation "courbe parabolique de puissance" qu'on retrouve souvent dans la littérature spécialisée dans le domaine éolien. Dans le cas où ces courbes ne sont pas disponibles, et que nous disposons au minimum de quelques paramètres spécifiques de l'éolienne, nous pouvons reconstruire la courbe de puissance de cette dernière grâce à des modèles mathématiques.

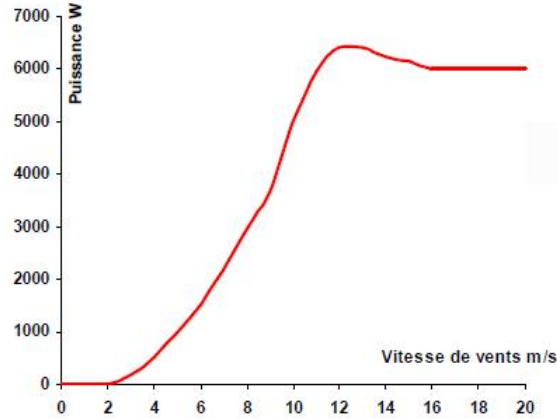


FIGURE 4.6 – Exemple d’une courbe de puissance d’une éolienne

Les paramètres essentiels à connaître sont :

- v_c : vitesse de démarrage de l’éolienne, c’est-à-dire la vitesse à partir de laquelle elle commence à produire une puissance électrique.
- v_r : vitesse nominale à laquelle l’éolienne atteint sa puissance nominale.
- P_r : puissance nominale de l’éolienne.
- v_f : vitesse d’arrêt de l’éolienne, au delà de cette vitesse, si le rotor continue à tourner il peut endommager d’autres parties de l’éolienne.

Les éoliennes dotées d’un système de contrôle “stall” ou “yaw” n’ont pas une gamme de puissance constante entre la vitesse nominale et la vitesse d’arrêt, il convient donc de négliger la puissance excédent la puissance nominale P_r pour utiliser les modèles mathématiques que nous allons présenter.

Modèle linéaire : Ce modèle est le plus simple et suppose que la variation de la puissance entre v_c et v_r est linéaire. Ainsi, la courbe de puissance est exprimée par trois équations :

$$\left\{ \begin{array}{ll} P_e = 0 & \text{si } v \leq v_c \\ P_e = a + bv + cv^2 & \text{si } v_c < v \leq v_r \\ P_e = P_r & \text{si } v_r < v < v_f \end{array} \right. \quad (4.78)$$

où a , b et c ont comme valeurs :

$$\left\{ \begin{array}{l} a = \frac{P_r v_c}{v_r - v_c} \\ b = \frac{P_r}{v_r - v_c} \\ c = 0 \end{array} \right. \quad (4.79)$$

Ce modèle donne souvent des sur-estimations.

Modèle de BENCHERIF : BENCHERIF, dans ses travaux visant le dimensionnement et l'intégration des systèmes photovoltaïques et éoliens dans des systèmes hybrides basse tension [88], a proposé un modèle analytique pouvant être approprié pour reproduire les courbes de puissance de n'importe quelle éolienne :

$$\left\{ \begin{array}{ll} P_e = 0 & \text{si } v \leq v_c \text{ ou } v > v_f \\ P_e = P_r \frac{av^2 + bv + c}{(v_r - v_c)^2} & \text{si } v_c < v \leq v_r \\ P_e = P_r & \text{si } v_r < v < v_f \end{array} \right. \quad (4.80)$$

Les constantes a , b et c peuvent être déterminées en utilisant les conditions aux limites.

Modèle de PALLABAZZER : En reprenant une courbe typique de puissance d'une éolienne, PALLABAZZER proposa le modèle suivant [113] :

$$\left\{ \begin{array}{ll} P_e = 0 & \text{si } v \leq v_c \text{ ou } v > v_f \\ P_e = P_r \frac{v^2 - v_c^2}{v_r^2 - v_c^2} & \text{si } v_c < v \leq v_r \\ P_e = P_r & \text{si } v_r < v < v_f \end{array} \right. \quad (4.81)$$

Ce modèle est bien adapté pour les éoliennes à contrôle "pitch"

Modèle de SAHIN et AKSAKAL : En étudiant le potentiel énergétique contenu dans le vent, dans la région d'Arabie Saoudite, SAHIN et AKSAKAL ont eu recours à un modèle quadratique pour estimer la puissance électrique générée par une éolienne et se sont concentrés, comme la majorité des modèles qu'on vient de voir, seulement sur la puissance générée entre la vitesse de démarrage et la vitesse nominale [114] :

$$P_e(v) = a + bv + cv^2 \quad (4.82)$$

a , b et c sont des constantes qui peuvent être évaluées en résolvant les équations suivantes :

$$a + bv_c + cv_c^2 = 0 \quad (4.83)$$

$$a + bv_r + cv_r^2 = P_r \quad (4.84)$$

$$a + bv_x + cv_x^2 = \left(\frac{v_x}{v_r}\right)^3 P_r \quad (4.85)$$

avec :

$$v_x = \frac{v_c + v_r}{2} \quad (4.86)$$

Modèle utilisant les paramètres de Weibull : Ce modèle tient compte du paramètre k de la distribution de Weibull [88] :

$$\left\{ \begin{array}{ll} P_e = 0 & \text{si } v \leq v_c \text{ ou } v > v_f \\ P_e = a + bv^k & \text{si } v_c < v \leq v_r \\ P_e = P_r & \text{si } v_r < v < v_f \end{array} \right. \quad (4.87)$$

avec :

$$a = \frac{P_r v_c^k}{v_c^k - v_r^k} \quad (4.88)$$

$$b = \frac{P_r}{v_r^k - v_c^k} \quad (4.89)$$

Modèle de JUSTUS et al : JUSTUS et al suggère de corriger le modèle linéaire, et ainsi résoudre le problème de la sur-estimation de la puissance en modifiant les expressions des paramètres a , b et c tel que [88] :

$$a = \frac{P_r v_c [v_a - 2v_r (v_a/v_r)^3]}{2(v_r - v_a)^2} \quad (4.90)$$

$$b = \frac{P_r [v_r - 3v_a + 4v_a (v_a/v_r)^3]}{2(v_r - v_a)^2} \quad (4.91)$$

$$c = \frac{P_r [1 - 2(v_a/v_r)^3]}{2(v_r - v_a)^2} \quad (4.92)$$

avec :

$$v_a = (v_c + v_r)/2 \quad (4.93)$$

Modèle proposé : Chaque courbe peut être représentée par un polynôme de degré n . Comme les modèles que nous venons de voir, les relations proposées sont toutes basées sur l'hypothèse que la puissance produite par l'éolienne, quand la vitesse du vent se situe entre v_c et v_r , peut être représentée par un polynôme :

$$a_1x + a_2x^2 + a_3x^3 + a_4x^4 + \dots + a_nx^n \quad (4.94)$$

Un polynôme, mathématiquement parlant, est une expression formée de produits et de sommes de constantes et d'indéterminées. Sur l'exemple donné en relation 4.94, l'indéterminé est x , et a_1 jusqu'à a_n sont les constantes du polynôme à n degrés. En appliquant ça à une éolienne, le paramètre x sera la vitesse du vent v (variable) et les paramètres a_1 jusqu'à a_n n'auront besoin d'être estimés qu'une seule fois pour chaque type d'éolienne afin d'avoir un polynôme pouvant donner la puissance $P_e(v)$. La construction de ce polynôme et l'ajustement des paramètres se fera sur la base de l'analyse de la courbe de puissance expérimentale donnée par le fabricant. C'est ce qu'on appelle "curve fitting" ou simplement "fitting", terme anglais souvent utilisé pour désigner cette méthode.

4.2.3.2 Influence de l'altitude

Une fois la puissance produite par une éolienne estimée grâce à sa courbe de puissance, nous devons prendre en compte le fait que cette valeur est calculée pour des conditions standards de température et de pression atmosphérique. Afin de la convertir et l'ajuster pour qu'elle soit en adéquation avec les conditions du lieu choisi, nous devons la multiplier par le rapport $\frac{\rho}{\rho_0}$ selon la relation suivante [117] :

$$P_{e,eff} = \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right) P_e \quad (4.95)$$

$P_{e,eff}$: puissance produite dans les conditions réelles.

ρ : densité de l'air du lieu

ρ_0 : densité de l'air dans les conditions standards ($\rho_0 = 1.225 \text{ kg/m}^3$).

Le rapport (ρ/ρ_0) peut être exprimé en fonction de l'altitude :

$$\left(\frac{\rho}{\rho_0}\right) = \left(1 - \frac{Bz}{288.16}\right)^{g/R_{gp}B} \left(\frac{288.16}{288.16 - Bz}\right) \quad (4.96)$$

$B = 0.0065 \text{ K/m}$, z est l'altitude en mètres, g est l'accélération gravitationnelle et R_{gp} est la constante des gaz parfaits (287 J/kg K).

Chapitre 5

Stockage, Contrôle et Régulation d'Énergie

Pour les systèmes dit “autonomes”, le stockage est une nécessité. En effet, la puissance produite au fil du temps par les panneaux photovoltaïques, ainsi que les éoliennes, est caractérisée par sa fluctuation à cause de l’intermittence des deux sources, de sorte que ces deux énergies primaires (soleil et vent) sont difficilement prévisibles et quantifiables à travers le temps. Du côté du consommateur, la demande d’énergie n’est pas constante durant la journée (ni même durant les mois et années).

5.1 Présentation

5.1.1 Système de stockage

5.1.1.1 Types d’accumulateurs

Les accumulateurs électrochimiques, ou batteries, sont des générateurs réversibles, c’est-à-dire pouvant stocker l’énergie électrique sous forme chimique puis la restituer à tout moment sur demande grâce à la réversibilité des réactions chimiques. Parmi les types d’accumulateurs, nous avons [49, 116] :

- *Batteries au plomb* : une batterie au plomb est un ensemble d’accumulateurs au plomb-acide sulfurique raccordés en série, afin d’obtenir la tension désirée, et réunis dans un

même boîtier. C'est le type le plus ancien et le plus utilisé.

- *Accumulateurs nickel-cadmium (NiCd)* : un accumulateur nickel-cadmium ou *NiCd* est un accumulateur électrique, rechargeable, utilisant de l'oxyhydroxyde de nickel et du cadmium comme électrodes.

Ces derniers ont permis le développement de l'utilisation de générateurs électrochimiques rechargeables dans les appareils électroniques grand public, mais sont aujourd'hui remplacés dans ce type d'application par les accumulateurs aux ions lithium. Les domaines d'application des accumulateurs nickel-cadmium se sont réduits à cause des problèmes de recyclage de cadmium.

- *Accumulateurs nickel métal hydrures (NiMH)* : dérivés du *NiCd*, ces accumulateurs ont été développés avec 3 objectifs : augmenter la capacité par unité de volume, favoriser les charges rapides (pour le marché de la téléphonie mobile notamment) et éliminer le cadmium, toxique pour l'environnement et déjà interdit dans certain pays. À part la première caractéristique (ils sont plus compacts), ces accumulateurs ne sont pas meilleurs que les *NiCd* pour le solaire. Ils sont même moins bons en ce qui concerne la tenue au froid.
- *Accumulateurs au lithium* : le lithium rechargeable est présent sur nombre d'appareils portables, sous le nom "Li-ion". Très compacte et à recharge rapide, cette technologie n'est pas très bien adaptée au solaire à ce jour, en particulier parce-que les accumulateurs doivent subir un protocole de charge assez précis, plutôt incompatible avec les courants variables d'un photo-générateur soumis à divers éclairagements. De plus, des dommages importants voire des incendies ont été causés par des batteries au lithium surchargées qui se sont très fortement échauffées.
- *Autres technologies* : en plus des accumulateurs qu'on vient de citer, nous pouvons citer aussi rencontrer d'autres types de stockage peu utilisé ou encore au stade de la recherche et développement (par exemple le stockage par air comprimé).

5.1.1.2 Principales caractéristiques des accumulateurs

Tension nominale [49] : C'est la force électromotrice de l'accumulateur, fonction du couple électrochimique utilisé. Une batterie est constituée d'éléments de base avec une tension

nominale de 2 V (en réalité entre 1.9 V et 2.1 V selon l'état de la charge). Il existe bien entendu des batteries 6 , 12 ou 24 V, mais ce sont des assemblages en série de plusieurs éléments (respectivement 3×2 V, 6×2 V et 12×2 V).

Tension de charge : C'est la tension minimale à appliquer pour recharger efficacement l'accumulateur, elle s'exprime en volts [3, 49].

Capacité de la batterie : La capacité représente la quantité d'électricité que peut emmagasiner un accumulateur (ou un condensateur). C'est le produit du temps nécessaire pour décharger complètement l'élément sous une intensité donnée [49]. Pour des raisons historiques, elle est exprimée en ampère-heure (Ah) et parfois en watt-heure (Wh).

Profondeur de décharge : C'est le rapport entre quantité d'électricité déchargée à un instant t et la capacité nominale. La profondeur de décharge est souvent indiquée par le symbole *DOD* ("Depth Of Discharge") [3, 49].

Durée de vie : La durée de vie d'une batterie est comptée par nombre de cycles. Un cycle correspondant à une décharge et une recharge complètes de la batterie [3, 117].

5.1.2 Les diodes anti-retours

Une diode anti-retour joue un rôle crucial au sein des systèmes de production électrique, notamment ceux à base de panneaux PV. C'est un dipôle linéaire non polarisé (ou non symétrique), le sens de son branchement a donc une importance sur le fonctionnement du circuit électronique [49].

Le principe de fonctionnement d'une diode anti-retour au sein d'un système photovoltaïque est donné par le schéma de la figure 5.1

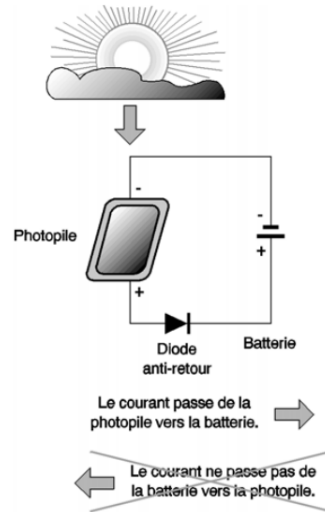


FIGURE 5.1 – Principe de fonctionnement d’une diode anti-retour [49]

5.1.3 Système de régulation

Les systèmes de régulation de charge sont des dispositifs qui ont pour but de contrôler la charge et la décharge d’une batterie afin d’en maximiser la durée de vie. Donc un régulateur protège les batteries contre les charges excessives et les décharges profondes, en plus d’optimiser le transfert d’énergie du système de production à l’utilisation.

Au plan fonctionnel, le régulateur [119] :

- Collecte les informations relatives à l’état de charge de la batterie (tension, état de charge).
- Compare ces informations aux seuils de régulation pré-fixés :
 - V_{min} : tension de déconnexion de la charge (utilisation), protection contre la décharge profonde.
 - V_{max} : tension de déconnexion des modules, protection contre la surcharge.
- Protège la batterie.

Dans le cas où le système de production électrique est constitué de modules photovoltaïques, le processus de régulation est donné par le tableau 5.1.

État de la batterie	Commande
$V_b > V_{max}$	Déconnexion des modules PV
Si 1 est vrai et $V_b < V_{t1}$	Reconnexion des modules PV
$V_b < V_{min}$	Déconnexion de la charge (utilisation)
Si 3 est vrai et $V_b > V_{t2}$	Reconnexion de la batterie à la charge

TABLE 5.1 – Processus de régulation [119]

Avec :

- V_{t1} la tension de reconnexion des modules.
- V_{t2} la tension de reconnexion des récepteurs (utilisation).
- V_b la tension de la batterie.
- V_{max} tension de fin de charge.
- V_{min} tension de fin de décharge.

Il existe principalement 4 types de régulateurs de charge [120] :

- *Régulateur parallèle (ou shunt)* : il mesure la tension de la batterie en sortie et la compare avec un seuil prédéfini. Si ce dernier est atteint par cette tension, le régulateur va intervenir en dérivant le courant du panneau solaire vers une résistance de faible valeur (court-circuit du panneau solaire). Cette dérivation peut faire chauffer le régulateur.
- *Régulateur série électronique* : il intervient en série avec le panneau solaire. Il contient un transistor qui se comporte comme une résistance variable en fonction de l'état de la batterie.
- *Régulateur série électromécanique* : un circuit va mesurer la tension aux bornes de la batterie, si cette tension atteint un seuil prédéfini, le circuit va déconnecter la batterie du système de charge. Ce type de régulateur utilise des relais électromécaniques.
- *Régulateur MPPT* : un régulateur MPPT ou “Maximum Power Point Tracking” (traduction française = recherche du point de fonctionnement maximum), est un convertisseur électronique *DC/DC* (courant continu vers courant continu) qui optimise en permanence les paramètres électriques. Ces paramètres peuvent appartenir aux différents systèmes branchés avec le régulateur.

5.1.4 Convertisseurs

Pour les systèmes hybrides, nous utilisons principalement trois types de convertisseurs : des redresseurs, des hacheurs et des onduleurs.

5.1.4.1 Redresseurs

Les redresseurs sont des dispositifs électroniques destinés à convertir une tension (ou courant) alternative vers une tension (ou courant) continue. Généralement, ils peuvent être non-commandés lorsque la tension de sortie n'a pas lieu d'être ajustée ou commandée par l'utilisateur si elle doit respecter des normes bien précises [120].

Les redresseurs font parti de la famille des convertisseurs statiques de puissance, puisqu'à la différence des convertisseurs électromécaniques, les machines tournantes par exemple, aucune pièce n'est dynamique et ne bouge lors de la conversion faite via un redresseur.

5.1.4.2 Onduleurs

Un onduleur est un dispositif d'électronique de puissance permettant de délivrer des tensions et courants alternatifs à partir d'une source délivrant un courant continu [3].

Le principe étant le même, conversion $DC \rightarrow AC$, les onduleurs destinés au domaine de l'énergie renouvelable diffèrent un peu des onduleurs classiques. La différence principale qui les caractérise est qu'ils doivent constamment chercher et se placer au niveau du point de fonctionnement maximal, c'est à dire la puissance nominale.

Dans le cas général, avec la présence d'un réseau électrique, un onduleur intègre trois fonctions principales :

- Suivi de P_{max}
- Conversion $DC \rightarrow AC$
- Couplage/Découplage du réseau électrique.

Pour le principe de fonctionnement, c'est presque le processus inverse du redresseur. Nous distinguons deux typologies principales d'onduleurs : les onduleurs avec et sans transformateurs. Coté puissance, nous pouvons classer les onduleurs en trois catégories [49] :

- *Onduleurs légers (de basse puissance)* : typiquement, ils fournissent en sortie une puissance de 100 – 1000 W, avec ou sans contrôle de fréquence. Ils sont adaptés pour les appareils tels que les ordinateurs et téléviseurs, mais peuvent être relativement inefficaces et éventuellement générer du bruit.
- *Onduleurs de résistance moyenne* : généralement, ils fournissent une puissance allant de 1000 – 10000 W, certains comprennent un mécanisme de démarrage et d’arrêt automatique suivant le fait que la charge soit allumée ou éteinte.
- *Onduleurs robustes (de grande puissance)* : ils fournissent une puissance électrique supérieure à 10000 W et sont capables d’alimenter de grands moteurs à induction AC.

5.1.4.3 Hacheurs

Les hacheurs sont des dispositifs statiques de conversion de puissance qui ont pour fonction de fournir une tension continue variable à partir d’une tension continue fixe.

Si la tension délivrée en sortie est inférieure à la tension appliquée en entrée, le hacheur est dit dévolteur (ou abaisseur ou “Buck”). Dans le cas contraire, il est dit survolteur (ou élévateur ou “Boost”). Il existe des hacheurs capables de travailler dans les deux modes.

5.2 Modélisation mathématique

Nous présentons notre modélisation mathématique des batteries au niveau de leur état de charge, et celle des onduleurs au niveau de leur rendement de conversion. Pour le reste des dispositifs, les rendements seront considérés constants lors de l’étape d’optimisation.

5.2.1 Stockage d’énergie

5.2.1.1 État de charge

Le stockage de l’énergie produite par les panneaux photovoltaïques ainsi que les éoliennes peut se faire de plusieurs manières. Dans notre travail, nous avons opté pour un stockage par batterie au plomb. Cette dernière est à la base un dispositif dont le fonctionnement repose sur des réactions chimiques, et comme tout processus chimique, la performance de la batterie

au niveau de sa capacité nominale est dépendante de la température. Sa variation en fonction de ce paramètre est donnée par la relation suivante [121] :

$$\dot{C}_{bat,n} = C_{bat,n} (1 - \delta_{bat} (T_{bat} - 25)) \quad (5.1)$$

$\dot{C}_{bat,n}$: capacité de la batterie à la température T_{bat}

$C_{bat,n}$: capacité nominale de la batterie fournie par le constructeur.

δ_{bat} : coefficient de température pour la capacité de la batterie. Une valeur de 0.6%/degré est généralement utilisée.

L'état de charge de la batterie ("State Of Charge", SOC) est calculé à chaque moment t par la relation suivante :

$$SOC(t) = SOC(t-1)(1 - \sigma_{bat}) + \frac{(E_h(t) - E_{L,AC}(t)/\eta_{inv}(t) - E_{L,DC}(t))\eta_{bat}}{\dot{C}_{bat,n}} \quad (5.2)$$

$SOC(t)$: état de charge de la batterie au temps t

$SOC(t-1)$: état de charge de la batterie au temps $t-1$

σ_{bat} : taux d'auto-décharge de la batterie (souvent la valeur de 0.02% est utilisée)

$E_h(t)$: énergie produite par le système hybride (panneaux photovoltaïques + éoliennes)

$E_{L,AC}(t)$: demande de charge en courant alternatif à l'instant t

$E_{L,DC}(t)$: demande de charge en courant continu à l'instant t

$\eta_{inv}(t)$: rendement du convertisseur DC/AC à l'instant t

η_{bat} : rendement de recharge de la batterie si nous sommes en mode recharge, rendement de décharge de la batterie si nous sommes en mode décharge (nous le supposons dans les deux cas constant)

5.2.1.2 Dégradation des performances et remplacement

Une batterie au plomb est un ensemble d'accumulateurs au plomb-acide sulfurique raccordés en série afin d'obtenir la tension désirée. Elle possède une durée de vie qui se mesure en cycles.

Un cycle correspond à une décharge et une recharge complète de la batterie selon la valeur DOD précisée. Plus cette valeur est élevée, plus le nombre de cycles diminue, donc la durée de vie de la batterie devient plus courte.

En s'inspirant des travaux de THIAUX [122], et compte tenu de la durée de vie des batteries, nous avons défini les relations qui nous donnent le nombre de remplacement de batteries durant la durée de vie du notre système hybride. Soit n_{bat} ce nombre :

— Pendant un cycle, l'énergie échangée E_{exch} est :

$$E_{cycle} = E_{\rightarrow} + E_{\leftarrow} \quad (5.3)$$

E_{\rightarrow} est l'énergie délivrée par la batterie au système (décharge), et E_{\leftarrow} récupérée par la batterie (recharge). Comme ces deux dernières sont égales pendant un cycle complet, nous pouvons réécrire la relation 5.3 comme suit :

$$E_{cycle} = 2E_{\rightarrow} \quad (5.4)$$

— Selon la définition du DOD et suivant la relation 5.4, l'énergie échangée pendant un cycle par Wh de capacité nominale (ou kWh, tout dépend des unités choisies) est :

$$E_{ex} = 2DOD \quad (5.5)$$

Et l'énergie échangée totale par Wh de capacité nominale est :

$$E_{ex,tot} = 2DOD.N_{cycles} \quad (5.6)$$

N_{cycles} est le nombre de cycles total.

— Pour une batterie de capacité nominale $C_{bat,n}$, l'énergie totale pouvant être échangée durant sa durée de vie est :

$$LT_{bat} = 2DOD.N_{cycles}C_{bat,n} \quad (5.7)$$

— Finalement, n_{bat} se calcule par la formule suivante :

$$n_{bat} = \frac{E_{tran,bat}}{LT_{bat}} \quad (5.8)$$

$E_{tran,bat}$ est l'énergie totale qui a transité par la batterie (recharge et décharge) pendant la durée de vie du système. Nous supposons que les batteries doivent être changées au moins une fois en durant la durée de vie de tout le système hybride.

5.2.2 Convertisseur *DC/AC*

5.2.2.1 Rendement instantané

Le rendement du convertisseur (ou onduleur) η_{inv} est relié avec la puissance de sortie demandée par la charge P_{out} au moment t . Nous appelons ça courbe de charge du convertisseur (fournie par le constructeur) [78].

Nous nous sommes inspirés de la méthode de STOYANOV [78] pour établir la relation qui donne le rendement d'un onduleur. Nous définissons $P_{loss,red}$, pertes électriques réduites, par le rapport entre les pertes électriques P_{loss} et la puissance nominale de l'onduleur $P_{inv,rated}$:

$$P_{loss,red} = \frac{P_{loss}}{P_{inv,rated}} = p_0 + k_{inv}P_{out,red}^2 \quad (5.9)$$

p_0 : composante constante

$p_{out,red}$: composante dépendante de la charge

$$p_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{inv10}} - \frac{1}{\eta_{inv100}} - 9 \right) \quad (5.10)$$

$$k_{inv} = \left(\frac{1}{\eta_{inv100}} \right) - p_0 - 1 \quad (5.11)$$

η_{inv10} et η_{inv100} sont les rendements à 10 % et 100 % d'utilisation, respectivement. La puissance de sortie réduite $P_{out,red}$ est :

$$P_{out,red} = \frac{P_{out}}{P_{inv,rated}} \quad (5.12)$$

P_{out} : puissance de sortie.

P_{in} : puissance d'entrée.

Les pertes électriques, P_{loss} , sont calculées ainsi :

$$P_{loss} = P_{in} - P_{out} \quad (5.13)$$

En combinant les relations 5.9 et 5.13 nous aurons :

$$(p_0 + kP_{out,red}^2) P_{inv,rated} = P_{in} - P_{out} \quad (5.14)$$

D'un autre coté nous savons que :

$$P_{in} = \frac{P_{out}}{\eta_{inv}} \quad (5.15)$$

Les équations 5.12, 5.14 et 5.15 nous permettent d'exprimer la relation du rendement η_{inv} en fonction de la puissance de sortie réduite :

$$\eta_{inv} = \frac{P_{out,red}}{P_{out,red} + P_0 + k_{inv}P_{out,red}^2} \quad (5.16)$$

5.2.2.2 Durée de vie et remplacement

La durée de vie de l'onduleur est nettement moins élevée que celle des panneaux photovoltaïques. En effet, de nos jours avec l'évolution qu'a connu l'électronique, les onduleurs contiennent souvent des circuits imprimés fragiles qui peuvent se détériorer avec la température, l'humidité et d'autres phénomènes atmosphériques. Aussi, des surtensions peuvent faire défaillir ces cartes électroniques et obliger l'utilisateur à les remplacer.

Le taux de défaillance d'un onduleur est estimé entre 10 et 15 ans [123]. Dans notre étude, nous optons pour une durée minimale de 10 ans.

Conclusion

Cette deuxième partie comporte trois chapitres. Dans le premier, nous nous sommes intéressés à l'énergie photovoltaïque ainsi qu'au rayonnement solaire. Ce dernier est mesuré à travers des stations météorologiques et possède de nombreuses composantes.

Dans notre travail, nous avons traité la question de la modélisation du rayonnement. En effet, en se basant sur un ensemble d'équations mathématiques, nous avons développé une méthodologie complète capable de générer numériquement les données horaires du rayonnement sur un plan incliné [74].

Dans le deuxième chapitre, nous nous sommes intéressés à l'énergie éolienne. Nous avons commencé par présenter cette dernière, tout en faisant une modélisation mathématique basée essentiellement sur l'analyse des données de vitesses du vent, et plus particulièrement leurs fréquences.

Les différents paramètres caractérisant une éolienne ont été présentés, les plus importants vont servir à évaluer la puissance instantanée produite afin de reconstruire ce qu'on appelle les courbes paraboliques de puissance.

Dans le dernier chapitre de cette partie, nous nous sommes intéressés au stockage d'énergie ainsi qu'aux différents composants qui servent à contrôler et réguler la puissance produite par le système hybride et consommée par les charges. Notre choix s'est porté sur des accumulateurs au plomb, ainsi nous avons établi les différentes équations décrivant leur comportement.

Les différents paramètres qui vont servir lors de notre processus optimisation du système hybride PV/Éolien ont été présentés dans cette deuxième partie.

Troisième partie

Optimisation du Système Hybride

PV/éolien

Introduction

Après avoir détaillé les objectifs de notre travail de recherche dans la première partie, et étudié les différents éléments du système hybride PV/éolien considéré, ainsi que leurs modalisations mathématiques dans la deuxième, nous allons entamer la troisième et dernière partie de notre thèse, celle consacrée au développement et à l'application notre méthode d'optimisation.

Cette partie comporte deux chapitres. Dans le premier nous introduisons la simulation numérique tout en présentant les outils et langages de programmation utilisés. Par la suite, l'évaluation des gisements solaire et éolien en Algérie va être effectuée. Ceci va nous permettre de sélectionner les sites à étudier et d'analyser les complémentarités temporelle et énergétique qui existent entre nos deux sources (solaire et éolien).

Dans le second chapitre de cette partie, nous avons développé et appliqué notre méthode d'optimisation du système hybride après avoir présenté les critères d'optimisation et sélectionné les sites où nous voulons installer ce système, ainsi que les différents modèles de composants qu'il comportera. Tout en testant les modèles mathématiques précédemment décrits, notre programme final d'optimisation sera écrit grâce au langage de programmation choisi. Il permet d'agir sur plusieurs paramètres lors du processus d'optimisation et d'analyser leur effet sur les résultats. L'interprétation de ces derniers permettra d'atteindre la configuration optimale, du point de vue techno-économique, pour le système hybride en fonction de l'application fixée.

Chapitre 6

Potentiel Énergétique, Outils Utilisés et Complémentarité des Sources

L'étude de tout système produisant de l'énergie nécessite que l'on prenne en compte les différents paramètres et grandeurs qui influent sur son fonctionnement. Ainsi, une analyse de l'évolution de la production du système en fonction de l'évolution de ces grandeurs s'impose. Cela se fait généralement en utilisant des modèles de type "entrée-sortie".

6.1 Contexte général

Dans notre étude, nous devons préalablement réaliser une analyse qualitative et quantitative du potentiel énergétique primaire du site où l'on veut installer notre système de production. Cette analyse se basera essentiellement sur des données météorologiques, et au cas où ces données ne sont pas disponibles (généralement elles sont obtenues grâce à des mesures faites dans les stations météorologiques), le recours à des modèles mathématiques s'impose. Ces données peuvent être :

- Des valeurs de rayonnement solaire fournies pour des plans horizontaux, alors que les panneaux photovoltaïques sont inclinés.
- Des vitesses du vent qui, par convention, se mesurent la plupart du temps à une hauteur de 10 mètres au dessus du sol, alors que les pâles des éoliennes se trouvent souvent à des hauteurs supérieures à 10 mètres.

Dans ces cas là, il convient encore de recourir à des modèles mathématiques pour convertir et transformer les données disponibles en données que nous pouvons utiliser dans nos calculs, d'où l'importance d'une analyse poussée du potentiel énergétique primaire. En effet, ce dernier influe sur le comportement du système de production par sa quantité, c'est-à-dire son contenu énergétique, ainsi que par sa qualité qui peut résider, par exemple, dans sa disponibilité pendant la durée de production.

6.2 Simulation numérique et outils utilisés

Nous allons développer un programme de simulation et d'optimisation à base du langage de programmation "Python" [124, 125]. En parallèle, nous utiliserons "Bash" [126], un interpréteur en ligne de commande de type script, afin de traiter les données météorologiques. Il est à noter que tout ces outils sont sous licence libre.

6.2.1 Python

Python est un langage de programmation objet, multi-paradigme et multiplate-formes. Il favorise la programmation impérative structurée, fonctionnelle et orientée objet. Il est doté d'un typage dynamique fort, d'une gestion automatique de la mémoire par ramasse-miettes et d'un système de gestion d'exceptions [3]. Notre choix s'est porté sur ce langage car :

- Python est sous licence libre et est open-source. Au contraire du logiciel commercial Matlab, un logiciel "closed-source" par exemple, largement utilisé par la communauté scientifique pour les travaux de simulation, Python est gratuit, ce qui réduit les coûts de la recherche.
- La syntaxe de Python est simple et beaucoup mieux que celle de Matlab, et presque tout ce qui est possible de faire avec dernier est aussi possible en utilisant Python.
- Python est multiplate-forme, c'est-à-dire qu'on peut programmer avec et l'exécuter dans différentes plate-formes informatiques.
- Python inclut un nombre impressionnant de bibliothèques à usage général ou spécialisé. Nous pouvons citer celles qu'on utilisera souvent, "numpy" et "matplotlib", deux bibliothèques orientées calcul numérique et traçage de courbes, respectivement.

- Python est fiable. Il fournit une vérification syntaxique dynamique en temps réel.
- Python supporte la programmation orientée objet.
- Au contraire des autres langages, Python offre un certain équilibre entre programmation de haut et de bas niveau, ce qui fait de lui le candidat idéal pour des problèmes d’optimisation, des plus complexes aux plus simples.
- Son universalité lui permet de très bien interagir avec d’autres langages (par exemple C/C++), et nous pouvons même appeler des fonctions Matlab à partir de Python.
- Python possède une communauté très active sur le net, ce qui rend son utilisation et la résolution de problèmes liés à cette dernière très simple.
- ... etc.

6.2.2 Bash

Bash est l’acronyme de “Bourn-Again-Shell” [3]. C’est un interpréteur en ligne de commande de type script et fût écrit en 1977 par STEPHEN BOURNE [3]. Nous allons l’utiliser afin de récupérer, traiter et analyser les données météorologiques dont nous aurons besoin pour l’optimisation du système hybride.

Ce logiciel, libre et publié sous licence publique générale GNU [127], est l’interprète de commande par défaut sur de nombreux systèmes Unix libres, notamment sur les systèmes GNU/Linux, d’où notre choix de l’utiliser (nous effectuons nos simulations sous Ubuntu [128], une des nombreuses distributions GNU/Linux).

6.3 Gisement solaire en Algérie

6.3.1 Contexte

Le gisement solaire peut être défini comme étant la quantité de rayonnement solaire (énergie solaire) reçue par une surface durant une certaine période de temps. L’Algérie, avec une moyenne d’environ 3000 heures d’ensoleillement par an est le pays qui dispose du plus important gisement solaire de tout le bassin méditerranéen ($169444 \text{ TWh/}_{\text{an}}$) [129]. De nombreux travaux ont été réalisés pour analyser et quantifier le potentiel solaire dont dispose

notre pays, le plus réputé d'entre eux est sûrement l'Atlas Solaire de l'Algérie publié par l'office des publications universitaires algérienne en 1987 [130]. Dans le deuxième volume de la revue des énergies renouvelables, en 1999, une analyse critique [131] de cet Atlas a été faite par trois chercheurs du centre de développement des énergies renouvelables (CDER).

Sur le site internet du Ministère de l'Énergie et des Mines algérien (MEM), nous pouvons trouver des cartes représentant l'Atlas Solaire préliminaire de l'Algérie (1998 – 1999) [132] pour l'irradiation journalière reçue sur plan horizontal et normal. Malheureusement, ces cartes ne concernent que les mois de juillet et décembre (figure 6.1).

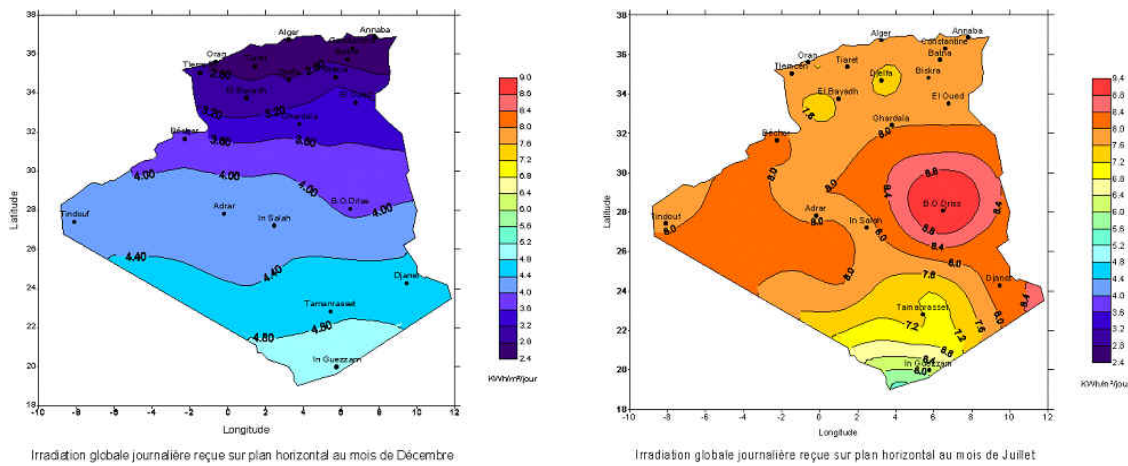


FIGURE 6.1 – Carte solaires du rayonnement global journalier se trouvant sur le site internet du MEM [132]

Se basant sur le travail de YAICH et al [133], et à l'occasion de la célébration de la journée du solstice d'hiver en 2013, le CDER a publié le premier Atlas d'une série consacrée à l'évaluation des gisements des ressources renouvelables en Algérie. Ce premier volume [134], dédié au gisement solaire (figure 6.2), comporte une étude sur 48 sites répartis à travers le territoire national (48 wilayas), et se base essentiellement sur des données relatives à la durée d'insolation mesurée sur une période de 11 années par l'Office National de la Météorologie (ONM). Cet office, créé en 1975, est devenu en 1998 un établissement public à caractère industriel et commercial à vocation scientifique et technique. Il compte plus d'une soixantaine de stations météorologiques implantées un peu partout sur le territoire national (une plus grande concentration au Nord).

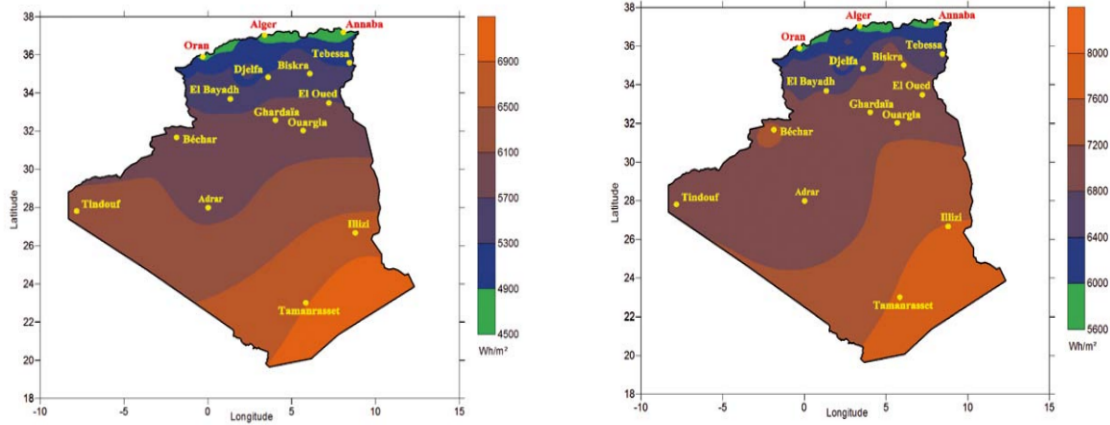


FIGURE 6.2 – Moyenne annuelle de l’irradiation globale reçue sur une surface horizontale (à gauche) et inclinée d’après la latitude du lieu (à droite), Atlas Solaire du CDER [134]

Toujours au CDER, une station météorologique a été installée dans le cadre du réseau *CHEMS* inauguré en 2011. Ce réseau, qui compte pour l’instant cette seule et unique station située à 345 mètres d’altitude, latitude 36.8° et longitude 3°, a pour objectif de mesurer, en continu, les paramètres intervenant dans le fonctionnement des systèmes à énergies renouvelables, particulièrement les paramètres radiométriques et éoliens (figure 6.3).

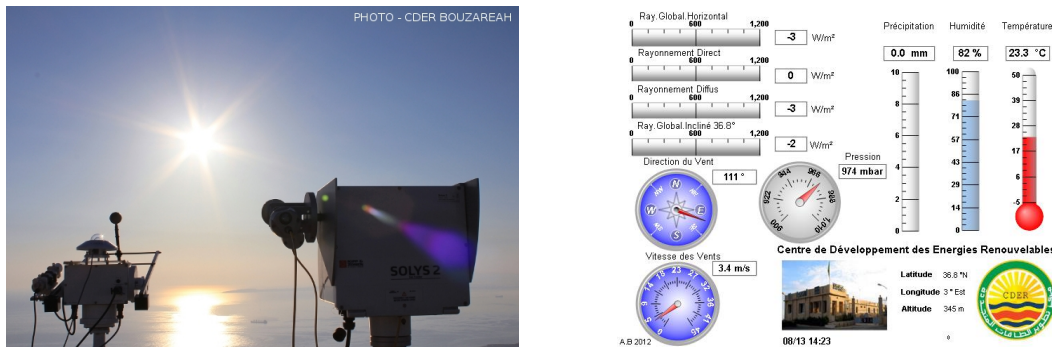


FIGURE 6.3 – Appareillage (à gauche) et interface informatique (à droite) de la station de mesure, Bouzareah

D’après le portail web du CDER [17], l’ensemble des paramètres mesurés sont archivés en permanence et diffusés en temps réel. Ce portail web comporte aussi un générateur de cartes solaires.

6.3.2 Problématique

Dans notre travail, nous aurons besoin de données relatives au rayonnement solaire. La donnée la plus facilement accessible est le rayonnement global sur plan horizontal. Ces données doivent être dans un format exploitable pour nos calculs, ce qui élimine directement l'éventualité d'utiliser les cartes fournies par les différents Atlas Solaires, cartes permettant seulement d'analyser et quantifier le rayonnement solaire en fonction des coordonnées géographiques mais ne donnant pas des valeurs précises ni des séries de données s'étalant sur une longue période.

Le recours aux mesures faites par les stations météorologiques (ONM et CDER) paraît comme une solution adéquate. Cependant, malgré le fait que les mesures sont affichées en temps réel sur le portail web du CDER, il n'existe aucune base de données accessible à travers ce portail contenant des archives des différentes mesures. Aussi, il est à noter que cette station, située à Bouzereah, ne couvre qu'une seule localité.

Le même problème se pose avec l'ONM, les données sont difficilement accessibles et limitées :

- Par le nombre de régions qu'elles couvrent (surtout dans le grand Sud).
- Par le nombre d'années qu'elles couvrent.
- Par le format et la fréquence temporelle selon laquelle elles sont fournies.

Tout cela nous a poussé à chercher des solutions facilement exploitables et répondants aux critères des données dont nous avons besoin.

6.3.3 Démarche suivie

Afin de trouver des solutions, notre démarche est :

- Trouver des bases facilement exploitables contenant les données nécessaires à notre travail.
- Développer un ou des outils permettant de récupérer ces données et de les traiter grâce à un ordinateur.
- En plus de la quantité du rayonnement solaire qui peut être reçu, nous chercherons à calculer la durée d'ensoleillement (durée du jour) par temps clair pour toutes les

régions d'Algérie.

- Dresser des cartes permettant d'apprécier le potentiel solaire en fonction de la position géographique, et cela grâce aux données récupérées.

6.3.3.1 Trouver des bases de données

Le programme de recherche en Science de la Terre de la NASA soutient les systèmes satellitaires fournissant d'importantes données de recherche pour l'étude et l'analyse des processus climatiques. Ces données comprennent des estimations à long terme de quantités météorologiques et flux de surface de l'énergie solaire. Pour soutenir le développement de la météorologie et afin d'aider à la conception de systèmes photovoltaïques et ceux utilisant les énergies renouvelables en général, un portail web a été mis en place par la NASA : "Surface meteorology and Solar Energy" (SSE) [135].

Ce portail, conçu de manière conviviale afin de permettre à l'utilisateur d'accéder aux données dont il a besoin, a été mis en ligne pour la première fois en 1997. Au fil des années, en misant toujours sur un dialogue interactif et en utilisant et incluant les plus récentes données ainsi que de nouveaux paramètres, cinq nouvelles versions ont vu le jour, la plus récente est la 6.0.

Nous nous appuyerons aussi sur les données fournies par l'IET ("Institut for Energy and Transport") à travers son programme PVGIS [136].

6.3.3.2 Récupérer les données

Les données du rayonnement fournies par SSE et qui nous intéressent sont celles relatives à l'insolation globale moyenne incidente sur une surface horizontale ($\text{kWh}/\text{m}^2_{\text{jour}}$). En accédant au portail, nous tombons sur une interface contenant des champs de saisie. En remplissant ces derniers avec les informations adéquates, nous obtenons les données souhaitées. Afin d'éviter d'y accéder à chaque fois, nous avons développé un outil simple à base de langage Bash pour automatiser le téléchargement des données relatives au rayonnement solaire journalier sur plan horizontal (annexe B). Cet outil n'a besoin que de trois paramètres en entrée : latitude, longitude et année de début (pour la fin, l'année la plus récente contenue dans les bases de données est prise en compte). Les valeurs téléchargées sont enregistrées dans un fichier texte.

6.3.3.3 Calculer la durée du jour

Nous avons calculé la moyenne annuelle de la durée journalière d'insolation S_0 pour le cas d'un ciel totalement clair (tableau 6.1). D'après les résultats, nous remarquons une nette similitude entre les valeurs de ces moyennes pour toutes les régions d'Algérie.

Région	Lat (°N)	Lon (°E)	S_0 (h)	Région	Lat (°N)	Lon (°E)	S_0 (h)
Adrar	26.41	-0.60	11.472	Constantine	36.35	6.60	11.464
Chlef	36.16	1.33	11.467	Médéa	36.26	2.75	11.461
Laghouat	33.80	2.88	11.459	Mostaganem	35.93	0.08	11.461
Oum El Bouaghi	35.87	7.11	11.464	M'sila	35.70	4.54	11.464
Batna	35.55	6.16	11.467	Mascara	35.40	0.13	11.461
Béjaïa	36.75	5.06	11.464	Ouargla	31.96	5.34	11.445
Biskra	34.85	5.73	11.461	Oran	35.69	-0.63	11.467
Béchar	31.60	-2.22	11.439	El Bayadh	33.68	1.02	11.456
Blida	36.48	2.83	11.464	Illizi	26.16	8.48	11.472
Bouïra	36.37	3.89	11.464	Bordj Bou Arreridj	36.07	4.76	11.467
Tamanrasset	24.09	3.74	11.469	Boumerdès	36.76	3.70	11.464
Tébessa	35.40	8.12	11.464	El Tarf	36.75	8.22	11.464
Tlemcen	34.88	-1.31	11.461	Tindouf	27.67	-8.12	11.475
Tiaret	35.37	1.32	11.464	Tissemsilt	35.66	1.81	11.467
Tizi Ouzou	36.71	4.04	11.467	El Oued	33.36	6.86	11.456
Alger	36.75	3.04	11.464	Khenchela	35.41	7.13	11.461
Djelfa	34.66	3.25	11.464	Souk-Ahras	36.28	7.95	11.464
Jijel	36.80	5.76	11.467	Tipaza	36.61	2.39	11.467
Sétif	36.18	5.41	11.467	Mila	36.45	6.25	11.464
Saïda	34.83	0.14	11.461	Aïn Defla	36.26	1.96	11.461
Skikda	36.86	6.89	11.464	Naâma	33.43	-0.90	11.456
Sidi bel Abbès	35.20	-0.63	11.461	Aïn Témouchent	35.30	-1.14	11.461
Annaba	36.90	7.75	11.464	Gherdaïa	32.48	3.67	11.448
Guelma	36.46	7.42	11.464	Relizane	35.73	0.54	11.464

TABLE 6.1 – Moyenne annuelle par région de la durée d'insolation S_0

6.3.3.4 Dresser des cartes solaires

Comme ce fût le cas dans les Atlas cités auparavant, et grâce aux données récupérées (les données utilisées couvrent en moyenne vingt années), nous avons tracé des cartes solaires d'Algérie représentant l'intensité moyenne mensuelle du rayonnement journalier incident sur

surface horizontale ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{jour}$) (figures 6.4 et 6.5). L'analyse des 12 cartes solaires montre que :

- Le gisement solaire sur l'ensemble du pays tend à augmenter de janvier jusqu'au mois de juillet où il atteint son maximum. À partir d'août, ce gisement commence à décroître jusqu'à la fin de l'année.
- Le gisement solaire est plus fort dans le Sud algérien. Plus nous nous dirigeons vers le Nord, plus la quantité de rayonnement solaire pouvant être captée par un récepteur au niveau du sol s'affaiblit. En décembre, c'est approximativement entre les latitudes 32° et 37° Nord, et les longitudes -1° et 9° Est, que le gisement solaire du Nord algérien est le plus faible. En avançant vers les mois chauds, nous remarquons que cette surface rétrécit et se redistribue en plusieurs surfaces ayant des valeurs de gisements plus ou moins différentes, mais qui sont quand même supérieures à celle du gisement régnant dans cette partie du pays vers la fin d'année.
- Toujours en restant dans le Nord du pays, et pour l'ensemble des mois de l'année, nous constatons que c'est à l'extrême Est que le gisement est le plus faible. Au niveau du littoral, en se fixant la capitale Alger comme point de repère ($36^\circ 45$ Nord, $3^\circ 02$ Est, presque le milieu), notre dernière constatation est appuyée par le fait que l'ensemble des sites se trouvant à l'Ouest de ce dernier possèdent généralement des gisements solaires plus importants que ceux situés à l'Est.
- Au Sud du pays, où le potentiel en énergie solaire est très important, c'est à l'extrême Sud-Est que le gisement est généralement le plus fort. Toutefois, particulièrement pour les mois chauds (comme il apparaît clairement sur la carte du mois de juillet), c'est approximativement entre les latitudes 26° et 30° Nord, et les longitudes 1° et 10° Est, que se situe le plus important gisement solaire du pays. Ce n'est pas un hasard si la première centrale solaire thermique hybride en Algérie se situe au milieu de ce périmètre, plus précisément dans la région de Hassi R'mel (31.7° Nord et 6.05° Est).

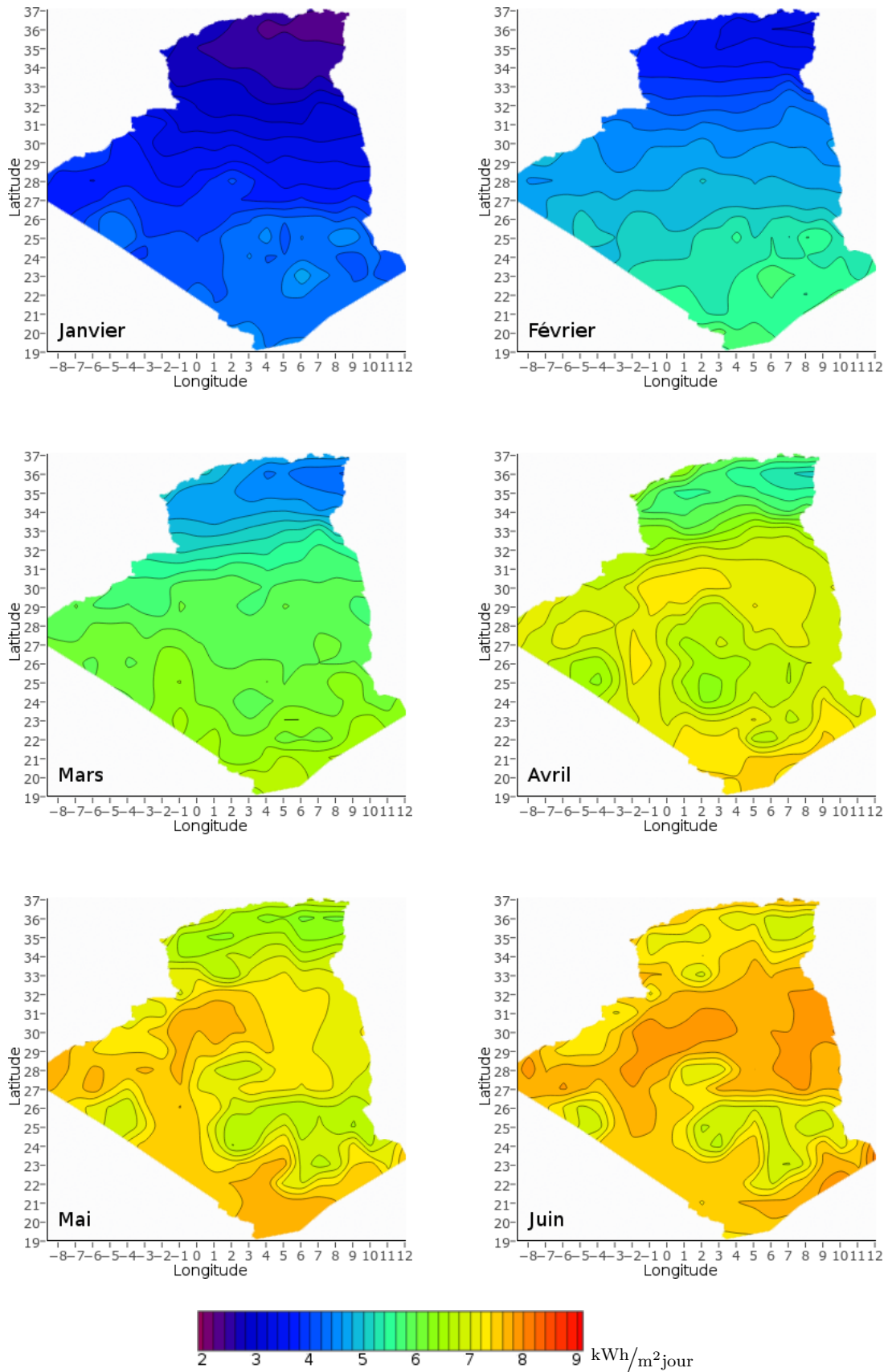


FIGURE 6.4 – Gisement solaire algérien pour les six premiers mois de l’année

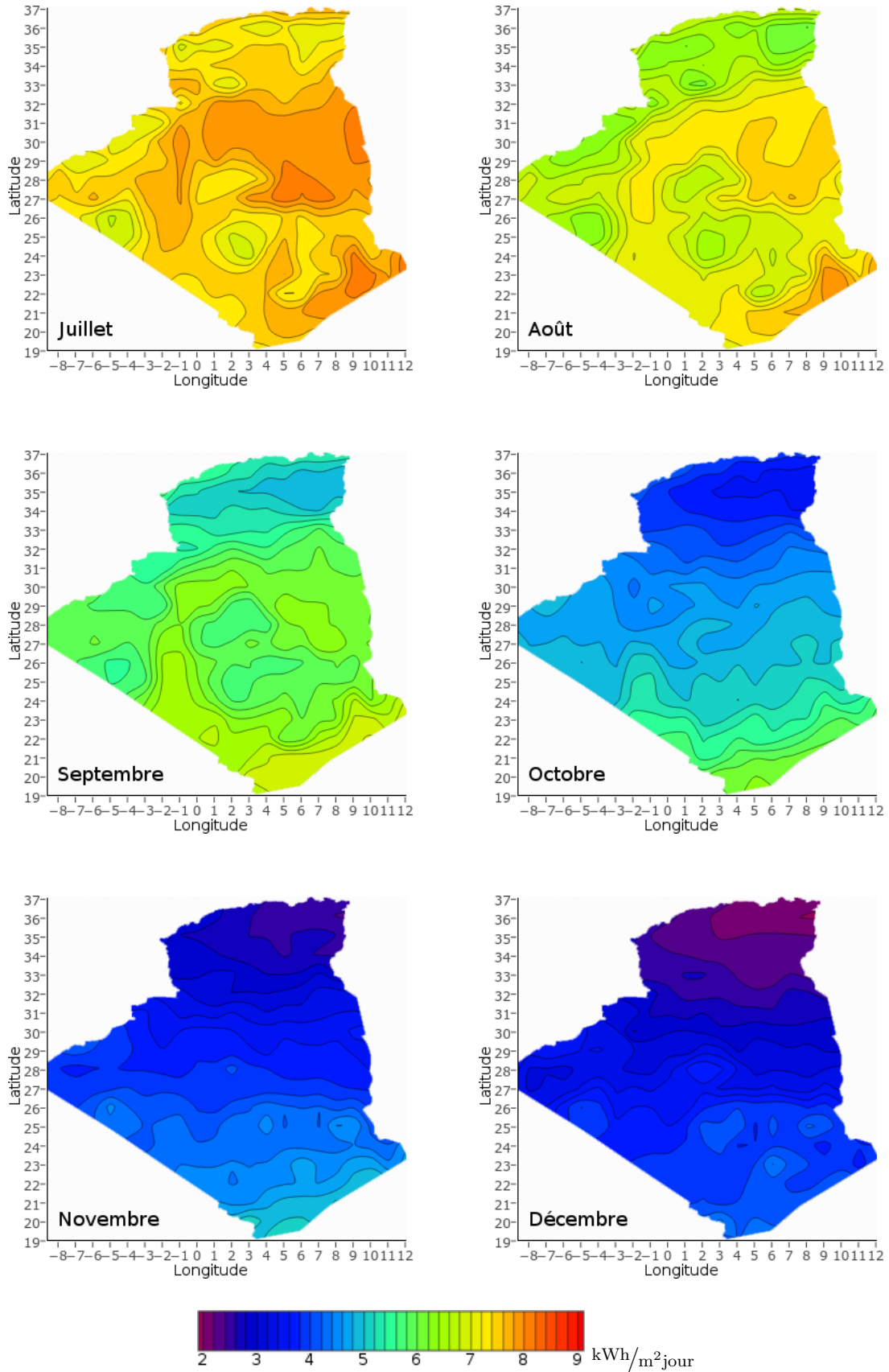


FIGURE 6.5 – Gisement solaire algérien pour les six derniers mois de l'année

6.4 Gisement éolien en Algérie

6.4.1 Contexte

L'Algérie, qui s'est engagée dans un programme de développement des énergies renouvelables en février 2011, prévoyait d'atteindre à l'horizon 2030 près de 40% de la production nationale d'électricité à partir de sources renouvelables. Ce programme, actualisé en 2015, a dorénavant pour but d'atteindre durant la période 2015 – 2030 environ 22000 MW d'électricité d'origine renouvelable, dont 5010 MW à partir de l'éolien, bien que la part de l'énergie solaire soit plus importante (13575 MW pour le photovoltaïque et 2000 MW pour le solaire thermique).

Avant d'implanter une ferme éolienne, il est primordial d'étudier et d'analyser le gisement éolien du site où l'on veut l'installer. D'après le Ministère de l'Énergie et des Mines algérien, l'Algérie possède un régime moyen modéré de vent modéré (2 à 6 m/s en moyenne pour une hauteur de 10 m), ce qui convient parfaitement au pompage de l'eau, particulièrement sur les hauts plateaux (figure 6.6).

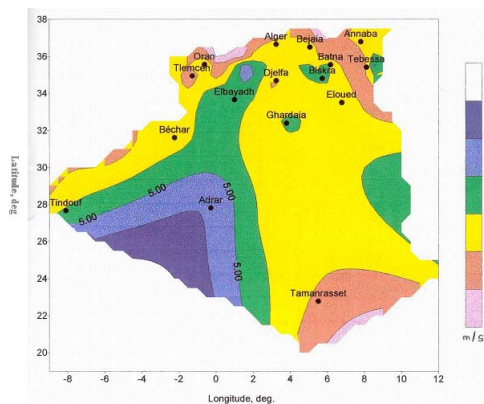


FIGURE 6.6 – Carte préliminaire des vents de l'Algérie, MEM [132]

En 2006, dans sa thèse de Doctorat [137], KASBADJI MARZOUK avait réalisé l'un des premiers travaux de cartographie éolienne du pays à 10 m de hauteur (figures 6.7 et 6.8). Nous remarquons que les vitesses moyennes annuelles obtenues varient de 2 à 6.5 m/s (Adrar est la région la mieux ventée). D'après les cartes saisonnières, nous remarquons qu'en général, les périodes estivales et printanières sont plus ventées que le reste de l'année.

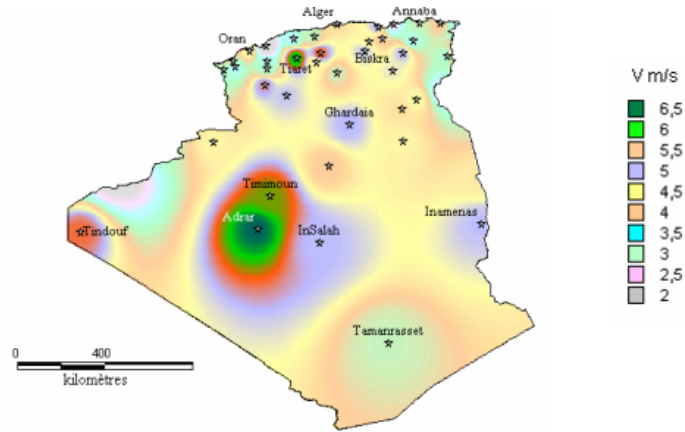


FIGURE 6.7 – Atlas de la vitesse moyenne annuelle du vent en Algérie (à 10 m) [137]

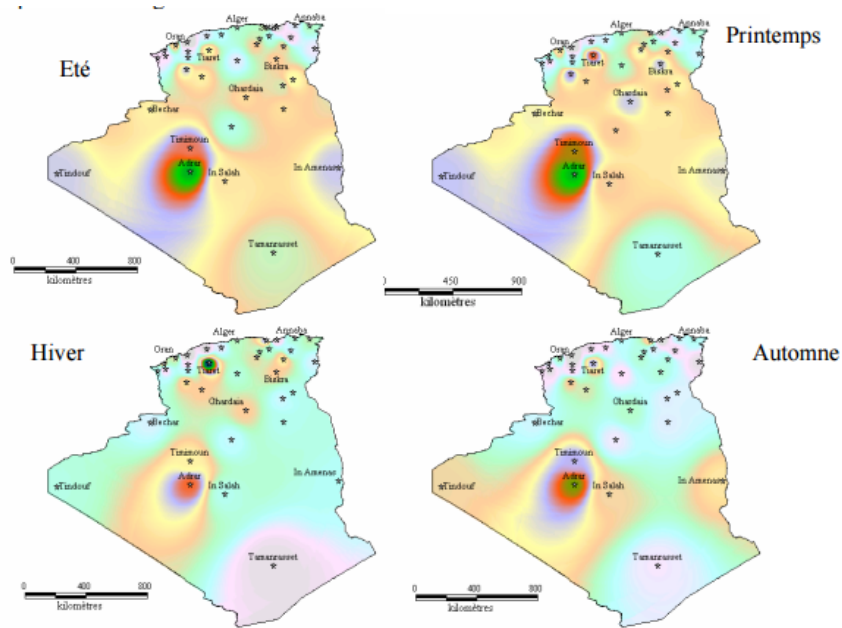


FIGURE 6.8 – Atlas saisonniers de la vitesse moyenne du vent en Algérie (à 10 m) [137]

En 2011, une autre étude sur le gisement éolien de l'Algérie fût réalisée par CHELLALI [138]. Dans cette étude, une contribution à l'actualisation des cartes des vents en Algérie a été faite, notamment en y introduisant la région de Hassi-R'Mel, région dont le potentiel éolien était sous-estimé dans les travaux précédents (figure 6.9).

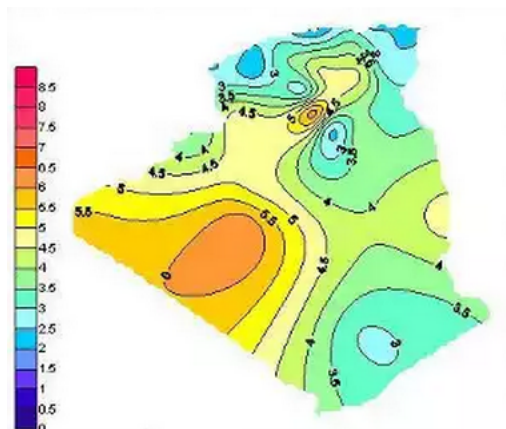


FIGURE 6.9 – Vitesses moyennes annuelles du vent en Algérie par CHELLALI (à 10 m) [138]

Une des études les plus récentes, réalisée en 2013 [111], a débouché sur une nouvelle actualisation de la carte des vents d’Algérie en prenant en compte des données météorologiques actualisées, et un plus grand nombre de points de mesure par rapport aux précédents travaux (figure 6.10).

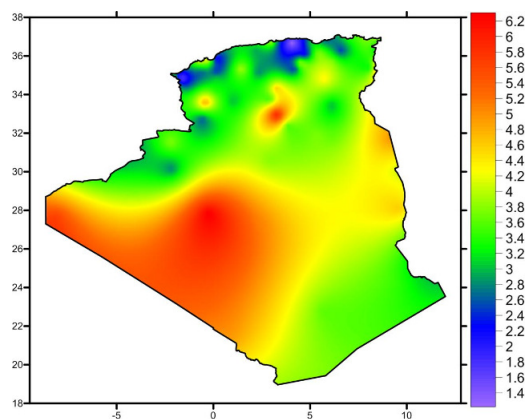


FIGURE 6.10 – Vitesses moyennes annuelles du vent en Algérie (à 10 m) [111]

L’élaboration de l’ensemble de ces cartes a été possible grâce aux données récoltées auprès de l’ONM et des analyses statistiques effectuées sur ces données. De là, nous comprenons, tout comme pour le solaire, que l’ONM peut être considérée comme une éventuelle source de données pour notre travail, tout comme la station de Bouzareah (réseau CHEMS).

6.4.2 Problématique

La partie énergie éolienne contenue dans notre travail exige de disposer de données relatives aux vitesses du vent. Nous aurons principalement besoin d'un seul type de donnée : la vitesse du vent mesurée à 10 mètres au dessus du sol.

Tout comme pour le solaire, le recours aux cartes du vent ne peut nous permettre que d'apprécier le gisement éolien dont dispose les différentes régions d'Algérie. Afin d'accéder à des données numériques exploitables, le recours à l'ONM et au réseau CHEMS peut s'avérer utile, sauf que les mêmes problèmes cités auparavant dans la partie gisement solaire nous empêchent d'obtenir facilement et d'exploiter ces données.

6.4.3 Démarche suivie

Notre démarche est la suivante :

- Trouver des bases de données facilement exploitables contenant les valeurs de vitesses du vent dont nous avons besoin.
- Analyser et traiter les données récupérées afin de constituer des années types pour chaque région.
- Repérer les sites ayant un fort potentiel éolien.

6.4.3.1 Trouver des bases de données

NOAA, diminutif de “National Oceanic and Atmospheric Administration” (Agence américaine d'observation océanique et atmosphérique), est un établissement qui s'occupe de l'étude de l'océan et de l'atmosphère [3]. Un de ses nombreux services, le “National Environmental Satellite, Data, and Information Service”, fût créé pour l'étude de l'environnement terrestre à travers des satellites. Ce service archive également des données météorologiques et océanographiques provenant de centres à travers le monde. Ces archives sont stockées au “National Climatic Data Center” (NCDC) à Asheville, et c'est grâce à ce dernier que nous allons pouvoir obtenir les données qui nous manquent.

En effet, “Climatic Data Online” (CDO) [139] est un portail web qui offre un accès gratuit aux archives de la NCDC. L'interface interactive “Mapping Tool” permet à l'utilisateur

d'obtenir les données dont il a besoin grâce à une panoplie d'options (figure 6.11).

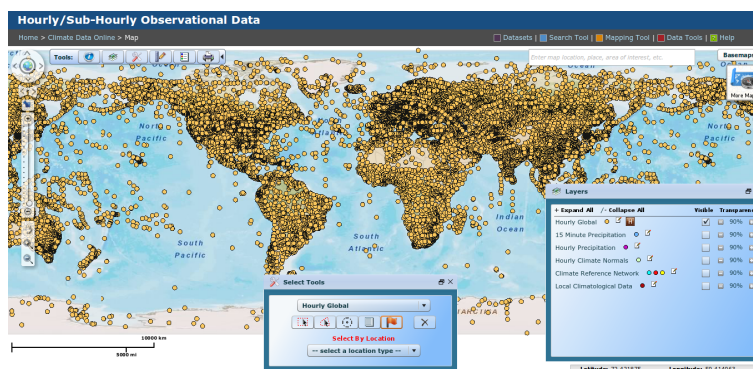


FIGURE 6.11 – Interface “Mapping tools” avec le filtre données horaires/subhoraires (accès en janvier 2015) [139]

Les points jaunes qu’on voit sur le figure 6.12 représentent tout les points d’observations dont les données météorologiques sont récupérées et stockées. Une autre source de données est l’ASOS, diminutif de “Automated Surface Observing System”. Ce système est considéré comme le réseau d’observation automatisé phare dans les aéroports (figure 6.12). Il fournit des mesures météorologiques essentielles pour le bon fonctionnement du trafic aérien (NCDC contient aussi des archives de ce réseau).

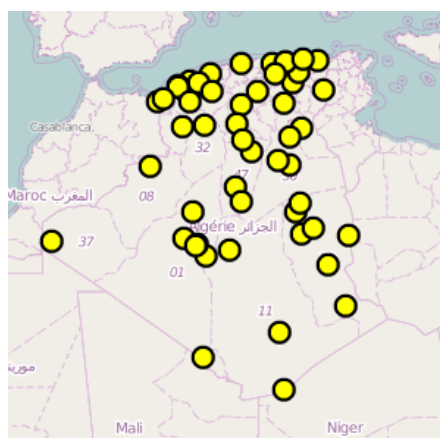


FIGURE 6.12 – Stations ASOS Algérie [140]

IEM [140] maintient des archives croissantes d’observations météorologiques provenant d’aéroports partout dans le monde. Dans notre travail, nous avons besoin à la base de mesures

de vitesses du vent à 10 mètres au dessus du sol. Comme l'indique la documentation [141], les anémomètres des stations automatiques situées à proximité des aéroports doivent par convention être à 10 mètres au dessus du sol, donc nous pouvons utiliser ces stations pour nos besoins.

6.4.3.2 Récupérer et traiter les données

Sur le portail IEM, nous pouvons trouver un script écrit en langage Python par DANY HERZMANN. Ce script permet de récupérer automatiquement les données nécessaires à notre étude sans passer par l'interface web.

Sur la figure 6.12, nous pouvons voir les stations que compte le réseau ASOS Algérie. Nous allons sélectionner des régions parmi ceux contenant ces stations, et récupérer les données à partir du portail CDO car nous avons remarqué, durant nos tests, que ce dernier archivait un plus grand nombre de données.

6.4.3.3 Analyser le gisement éolien de certains sites

Nous avons récupéré les données relatives aux vitesses horaires du vent de 24 sites répartis à travers l'Algérie. Malheureusement, cela n'est pas suffisant pour dessiner des cartes comme ce fût le cas pour le gisement solaire. Cependant, ça nous a permis d'analyser et d'évaluer le gisement éolien de ces sites. Leurs identifiants, coordonnées géographiques ainsi que la puissance moyenne contenue dans la vent pour chacun d'eux, sont résumés dans le tableau 6.2.

Nous remarquons que la puissance moyenne \bar{P}_{wind} contenue dans le vent varie d'un site à un autre. C'est dans le site de Guemar (région d'El Oued) que nous pouvons extraire le plus d'énergie à partir du vent.

6.5 Complémentarité des sources

Nous allons développer une méthode d'optimisation du dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/éolien, et ce afin de l'installer sur site isolé.

Site	Identifiant	Latitude (°N)	Longitude (°E)	\overline{P}_{wind} (W/m ²)
Annaba	DABB	36.82	7.80	56.18
Batna	DABT	35.55	6.18	433.16
Bechar	DAOR	31.64	-2.26	49.348
Aïn Bouchekif	DAOB	35.34	1.46	60.925
Tébessa	DABS	35.43	8.12	40.263
Chlef	DAOI	36.21	1.33	29.390
El Golea (El Menia)	DAUE	30.57	2.85	75.459
Es Senia	DAOO	35.62	-0.62	47.839
Ghriss (Mascara)	DAOV	35.20	0.14	29.539
Guemar (El Oued)	DAUO	33.51	6.77	1449.871
Houari Boumedién Aéroport	DAAG	36.69	3.12	28.7203
Illizi	DAAP	26.72	8.62	272.206
In Amenas	DAUZ	28.05	9.64	111.070
Jijel	DAAV	36.79	5.78	20.375
Laghouat	DAUL	33.76	2.92	56.516
Med Boudiaf Aeo	DABC	36.27	6.62	21.110
Soummam	DAAE	36.71	5.06	28.978
Tiska (Djanet)	DAAJ	24.29	9.45	58.309
Tindouf	DAOF	27.70	-8.16	120.31
Zenata	DAON	35.01	-1.45	120.315
Setif	DAAS	36.17	5.32	40.936
Aéroport de Noumérat (Gherdaïa)	DAUG	32.38	3.79	53.629
Oued Irara (Hassi Messaoud)	DAUH	31.67	6.14	89.4303
Ouargla	DAUU	31.91	5.41	119.559

TABLE 6.2 – Coordonnées et puissance moyenne contenue dans le vent pour les 24 sites étudiés

Pour sélectionner tout site (un ou plusieurs), une analyse au préalable de l'intensité de la relation qui peut exister entre la variation temporelle des deux sources renouvelables, soleil et vent, pour chacune des régions étudiées, est nécessaire. Cette analyse est basée sur le calcul du coefficient de corrélation de PEARSON [78, 142] :

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (6.1)$$

x_i et y_i sont les valeurs journalières des énergies solaire et éolienne pour le jour i , \bar{x} et \bar{y} sont des moyennes :

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (6.2)$$

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i \quad (6.3)$$

L'énergie solaire est le rayonnement solaire global H incident sur un plan horizontal et est exprimée en W/m^2 . La vitesse du vent, quant à elle, est exprimée en m/s . Ceci nous oblige à chercher l'énergie E_{wind} exprimée par unité de surface balayée par les pâles de l'éolienne, et ce pour chaque jour de l'année :

$$E_{wind} = \frac{1}{2} \rho S_p \sum_{i=1}^{24} \bar{v}_i^3 \quad (6.4)$$

ρ est la densité de l'air, S_p est la surface balayée (nous la prendrons égale à $1 m^2$), et \bar{v}_i est la vitesse moyenne du vent à l'heure i de la journée.

Les valeurs possibles pour le coefficient r_{xy} se situent entre -1 et 1 [3] :

- Si $r_{xy} = 0$, les séries de variables étudiées ne sont pas corrélées.
- Si $r_{xy} = 1$, les deux séries de variables sont colinéaires et parallèles. Cela veut dire qu'une série de valeurs est une fonction croissante de l'autre.
- Si $r_{xy} = -1$, les deux séries de variables sont aussi colinéaires mais dans des directions opposées. Les valeurs d'une série sont une fonction décroissante de celles de l'autre.

Un second coefficient va servir à analyser le rapport entre l'énergie contenue dans le vent pour toute une année et le rayonnement solaire arrivant sur un plan horizontal [78] :

$$r_e = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{\sum_{i=1}^n x_i} \quad (6.5)$$

Les données relatives au rayonnement solaire ont été récupérées à partir du portail SSE suivant les coordonnées géographiques du tableau 6.2. Les résultats des calculs pour les deux coefficients r_{xy} et r_e sont illustrés sur les figures 6.13 et 6.14. En les analysant, nous remarquons que :

- Seuls 4 sites parmi les 24 sélectionnés possèdent un coefficient annuel r_{xy} négatif. Il s'agit de Aïn Bouchekif (DAOB), El Golea (DAUE), Soummam (DAAE) et Tiska (DAAJ). Cela indique que les quantités des gisements solaire et éolienne dans ces sites varient d'une manière opposée à travers le temps, sauf pour le dernier dont la valeur est assez proche de zéro (nous pouvons aussi dire dans ce cas que les quantités des deux sources ne sont pas corrélées à travers le temps).

- La valeur négative maximale de r_{xy} est de -0.45 (Soummam).
- Les 20 sites restants possèdent tous une valeur positive de r_{xy} . Cependant, nous remarquons que son maximum se situe au niveau du site de Es Senia (DAOO), et que chacun des sites de Guemar (DAUO), Setif (DAAS) et Noumérat (DAUG) possèdent des valeurs du coefficient de PEARSON presque nulles, ce qui indique que les quantités des deux gisements d'énergies renouvelables étudiées ne sont pas corrélées à travers le temps.
- La valeur maximale pour r_e se situe au niveau du site de Guemar (DAUO).

Quand aucun stockage d'énergie n'est prévu, un système hybride photovoltaïque/éolien autonome doit continuellement produire de l'électricité pour satisfaire la demande de charge. Pour cela, un coefficient $r_{xy} \simeq -1$ serait souhaitable pour que l'absence d'une source soit compensée par la présence de l'autre.

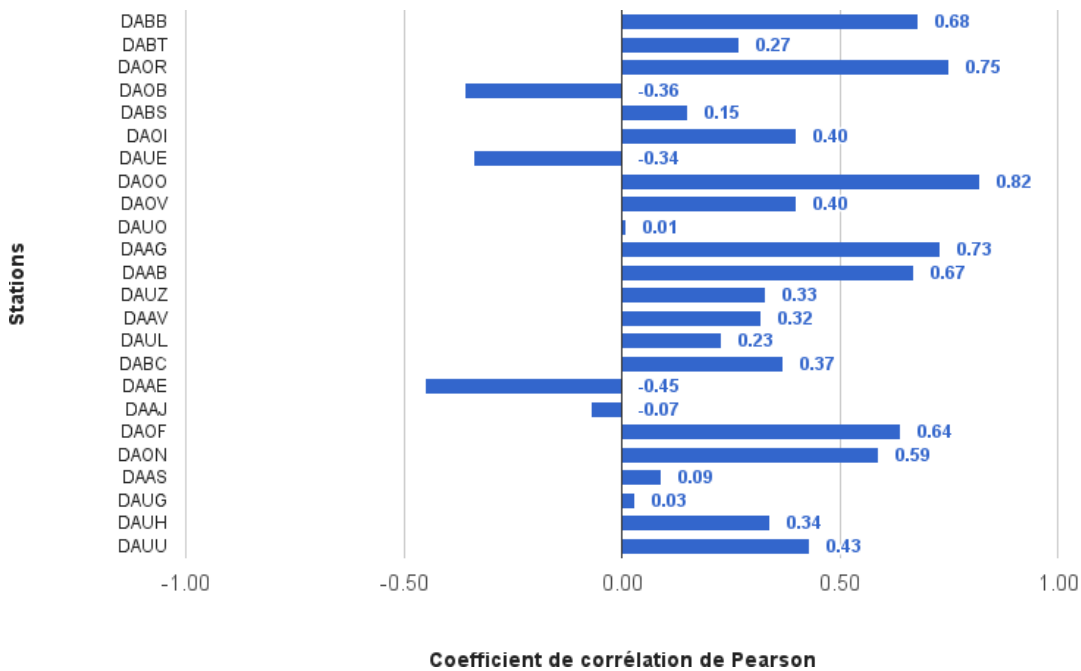
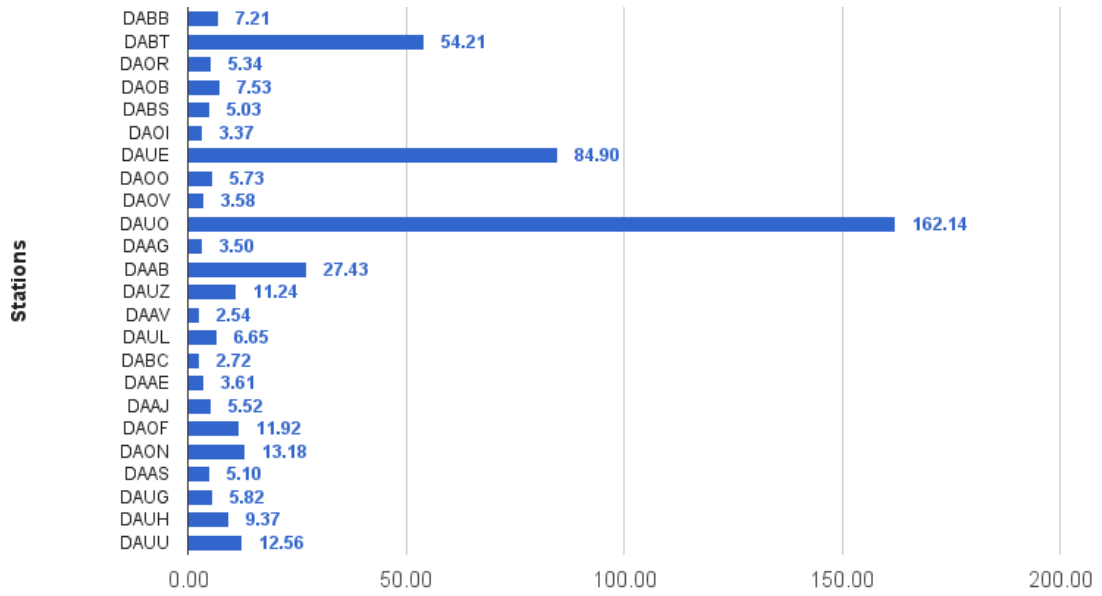


FIGURE 6.13 – Valeurs de r_{xy}



Rapport entre énergie contenue dans le vent et énergie solaire

FIGURE 6.14 – Valeurs de r_e

Chapitre 7

Optimisation du Système Hybride

Dans notre étude, nous avons opté pour une solution 100% renouvelable. En plus d'être autonome, le système hybride photovoltaïque/éolien utilise deux sources non polluantes et doit fonctionner de façon optimale. Pour cela, un bon dimensionnement est primordial.

7.1 Choix des sites

7.1.1 Critères retenus pour le choix

7.1.1.1 L'isolement

Une des problématiques récurrentes que nous rencontrons dans les sites isolés est que le besoin en énergie électrique se fait continuellement ressentir. La solution la plus logique serait de raccorder les habitations de ces sites au réseau de distribution général d'électricité. Cependant, le coût exorbitant des travaux et du matériel nécessaire pour ce type de raccordement, surtout quand ces habitations se trouvent à de très grandes distances de toute agglomération citadine, et que le terrain que doivent traverser les lignes électriques est accidenté ou difficile d'accès, découragent souvent les autorités concernées à investir dans de tels projets.

En Algérie, surtout dans la partie Sud du pays, certains réseaux électriques isolés sont alimentés par des mini centrales diesel. Cette solution, en plus de la pollution qu'elle engendre, n'est pas tout le temps pratique vu l'éloignement de ces centrales des points d'approvisionnement en fuel. En effet, ceci peut engendrer des problèmes d'exploitation et des coupures

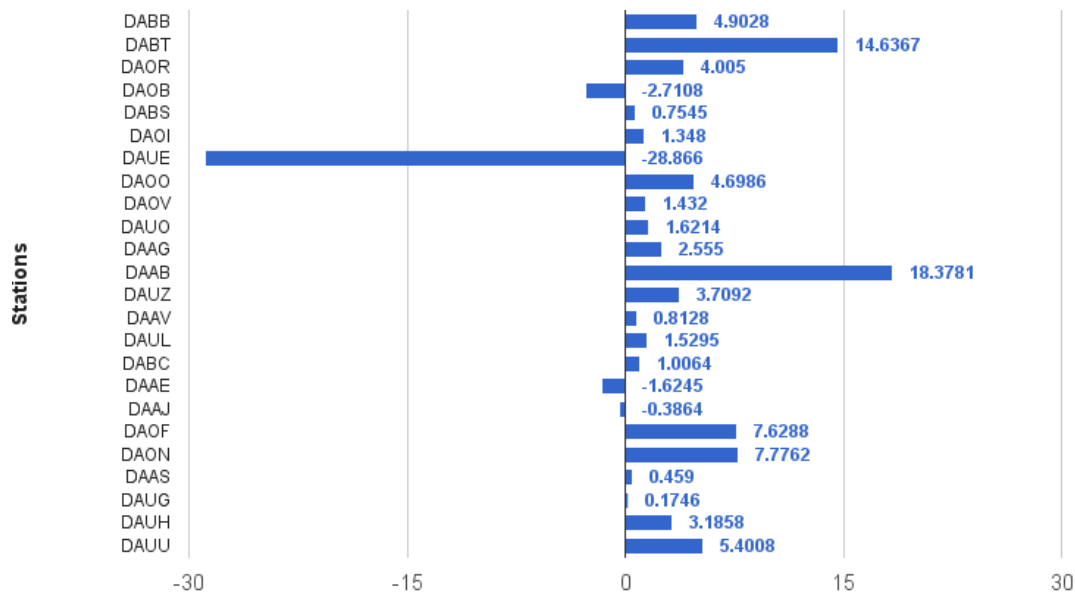
répétées d'électricité. L'hybridation de ces centrales avec des sources d'énergie renouvelables, et ce pour combler le manque de sources fossiles, est une des techniques utilisées afin de diminuer ces coupures.

7.1.1.2 Complémentarités temporelle et énergétique

Nous avons déjà étudié la complémentarité temporelle entre les quantités d'énergie solaire et éolienne pour 24 sites répartis un peu partout en Algérie. Aussi, nous avons analysé le rapport entre l'énergie contenue dans le vent et le rayonnement solaire arrivant sur un plan horizontal. Ces deux études sont basées sur le calcul des coefficients r_{xy} (relation 6.1) et r_e (relation 6.5), et grâce aux résultats obtenus, le paramètre r_p pour chaque région fût calculé (figure 7.1) :

$$r_p = r_{xy} \times r_e \quad (7.1)$$

La valeur de r_p va nous permettre de choisir les sites pour lesquels nous allons appliquer notre méthode d'optimisation, ainsi nous sélectionnerons les extremums existants coté négatif et coté positif et nous appliquerons aussi le critère d'isolement.



Produit entre coefficient de Pearson et rapport entre énergie éolienne et solaire

FIGURE 7.1 – Valeurs du paramètre r_p

7.1.2 Sites retenus pour l'étude

Deux sites ont été retenus pour notre étude (tableau 7.1). Nous les avons sélectionné en suivant les étapes suivantes :

1. Les sites de El Golea, Aïn Bouchekif, Soummam et Tiska possèdent tous des valeurs de r_p négatives :
 - Pour El Golea $r_p = -28.8660$
 - Pour Aïn Bouchekif $r_p = -2.7108$
 - Pour Soummam $r_p = -1.6245$
 - Pour Tiska $r_p = -0.3864$
2. Les sites de Annaba, Batna, Zenata, et Tindouf possèdent les plus grandes valeurs positives de r_p :
 - Pour Annaba $r_p = 18.3781$
 - Pour Batna $r_p = 14.6367$
 - Pour Zenata $r_p = 7.7762$
 - Pour Tindouf $r_p = 7.6288$
3. Parmi ces sites, ceux qui se trouvent le plus au Sud (donc peuvent éventuellement contenir des endroits isolés) sont : El Golea, Tiska et Tindouf.
4. Pour le site possédant une valeur de r_p positive, et après les étapes de sélection 1 et 2, il ne nous reste qu'un seul choix : Tindouf. Afin de départager les sites restants, tout deux possédant un r_p négatif, nous allons prendre celui qui a la plus grande valeur absolue :
 - Pour El Golea $r_p = -28.8660$ donc $|r_p| = 28.8660$
 - Pour Tiska $r_p = -0.3864$ donc $|r_p| = 0.3864$

Donc, notre choix se porte sur la localité de El Golea.

Site	Latitude (°N)	Longitude (°N)	Altitude (m)	Solaire (années)	Éolien (années)
El Golea	30.57	2.85	389.06	1983 - 2004	1984 - 2015
Tindouf	27.70	-8.16	442.87	1983 - 2004	1986 - 2015

TABLE 7.1 – Sites retenus pour l'étude

Pour récupérer les données relatives au rayonnement solaire à partir du portail SSE, nous avons tout d'abord récupéré les vitesses du vent ainsi que les coordonnées géographiques correspondantes. Sur la figure 7.2 nous avons des vues aériennes des emplacements des deux stations, et sur la figure 7.3 nous pouvons constater les localisations des deux sites sur la carte géographique d'Algérie.



FIGURE 7.2 – Vues aériennes des emplacements de DAUE (à gauche) et DAOF (à droite) [140]



FIGURE 7.3 – Localisations des deux sites sur la carte d'Algérie

Nous avons représenté les roses des vents mensuelles calculées pour El Golea et Tindouf, respectivement (figures 7.4 et 7.5). Pour cela, le réseau ASOS Algérie a été utilisé (tableau 7.2), et l'unité de mesure pour les vitesses du vent est le mille par heure ($1 \text{ mph} = 0.44704 \text{ m/s}$).

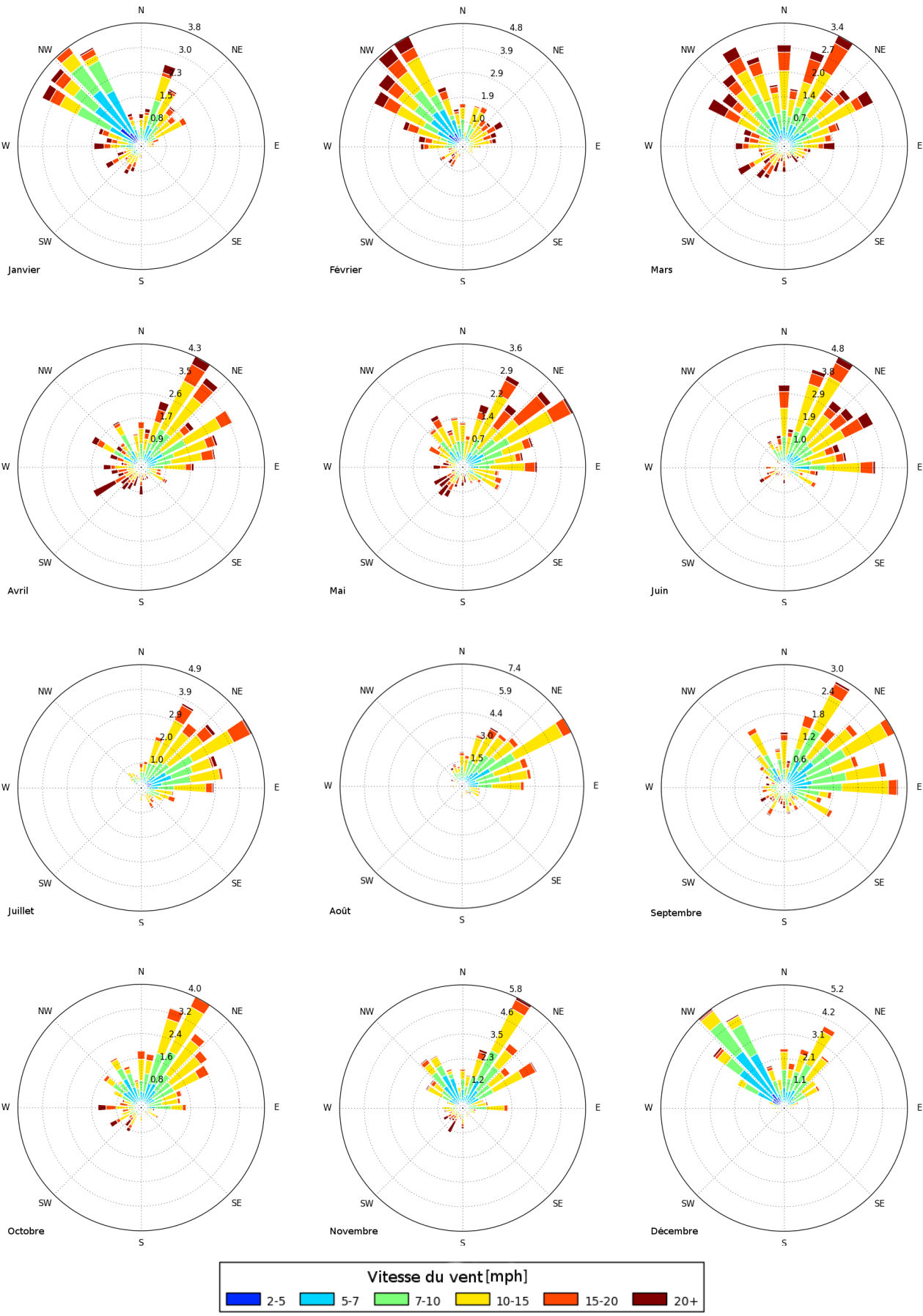


FIGURE 7.4 – Roses des vents mensuelles pour El Golea [140]

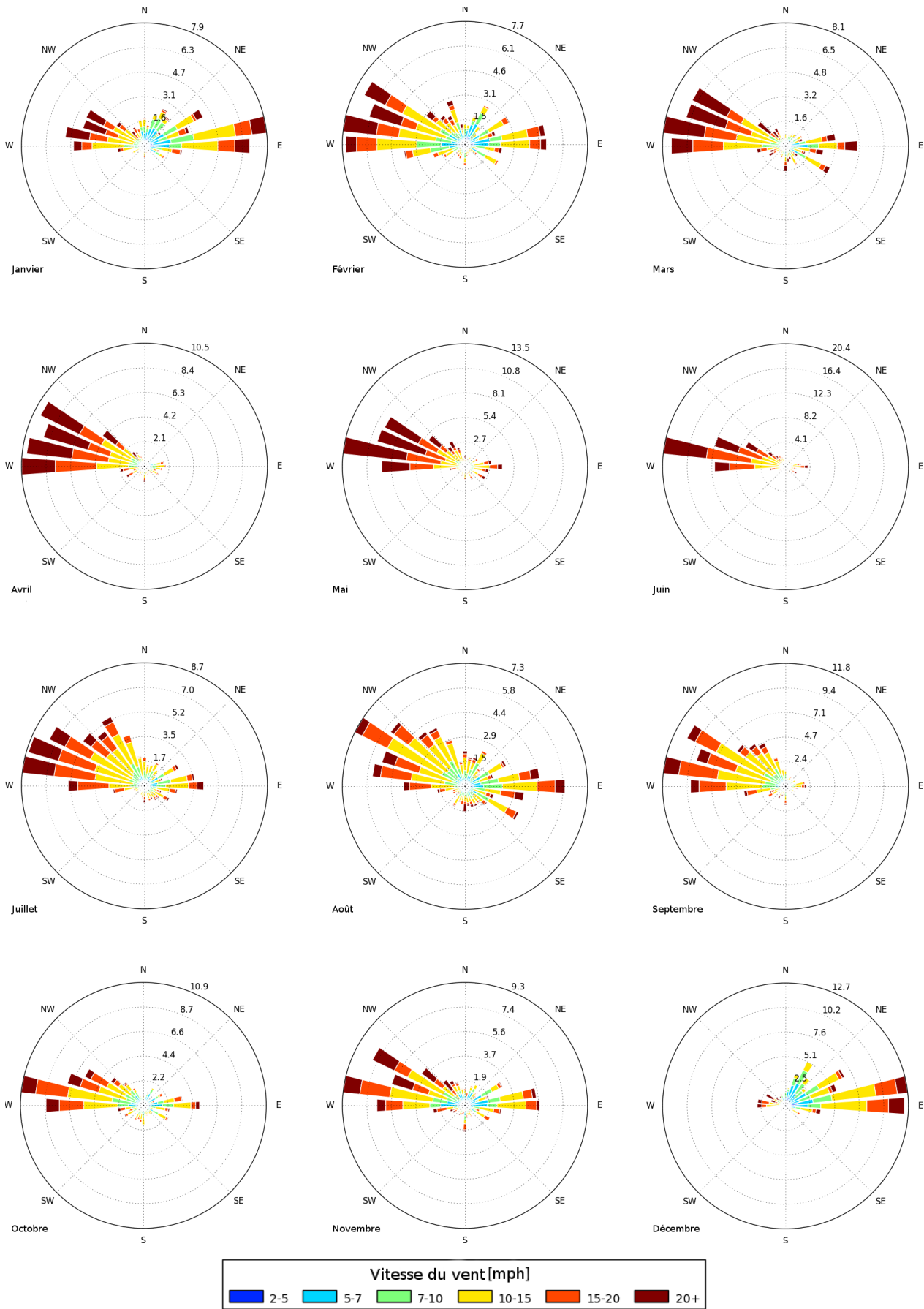


FIGURE 7.5 – Roses des vents mensuelles pour Tindouf [140]

Mois	Période de mesure	Nombre de données	Mois	Période de mesure	Nombre de données
El Golea					
Janvier	01/2011 - 01/2015	3495	Juillet	07/2011 - 07/2015	3388
Février	02/2011 - 02/2015	3149	Août	08/2011 - 08/2015	3435
Mars	03/2011 - 03/2015	3496	Septembre	09/2001 - 09/2015	3347
Avril	04/2011 - 04/2015	3398	Octobre	10/2001 - 10/2015	3407
Mai	05/2011 - 05/2015	3249	Novembre	11/2001 - 11/2015	3341
Juin	06/2011 - 06/2015	3254	Décembre	12/2001 - 12/2015	3017
Tindouf					
Janvier	01/2011 - 01/2015	3614	Juillet	07/2011 - 07/2015	3491
Février	02/2011 - 02/2015	3212	Août	08/2011 - 08/2015	3535
Mars	03/2011 - 03/2015	3596	Septembre	09/2001 - 09/2015	3396
Avril	04/2011 - 04/2015	3482	Octobre	10/2001 - 10/2015	3594
Mai	05/2011 - 05/2015	3514	Novembre	11/2001 - 11/2015	3449
Juin	06/2011 - 06/2015	3356	Décembre	12/2001 - 12/2015	3102

TABLE 7.2 – Nombre de données utilisées par mois et par région, récupérée depuis le réseau ASOS DZ, pour les roses des vents

L'analyse des roses des vents dévoile que :

- Pour la région de El Golea (DAUE), le vent souffle généralement dans le secteur Nord-Ouest pendant les deux premiers mois de l'année. À partir du mois de mars, nous remarquons qu'il commence à s'établir dans le secteur Nord-Est pour s'y stabiliser jusqu'à la fin de l'année, où il recommence à souffler plus dans la direction Nord-Ouest par rapport aux autres. Au niveau annuel, le secteur Nord-Est est le secteur dominant (figure 7.6).
- Pour la région de Tindouf (DAOF), la direction que prend le vent est partagée entre Nord-Ouest Ouest et Nord-Est Est durant les trois premiers mois de l'année, avec une petite dominance pour cette dernière pour le mois de janvier et pour la première pour les deux restants. À partir d'avril, le vent souffle majoritairement dans le secteur Nord-Ouest Ouest jusqu'à la fin d'année où il dévie vers le secteur Nord-Est Est. Au niveau annuel, le secteur Nord-Ouest Ouest est le secteur dominant (figure 7.6).

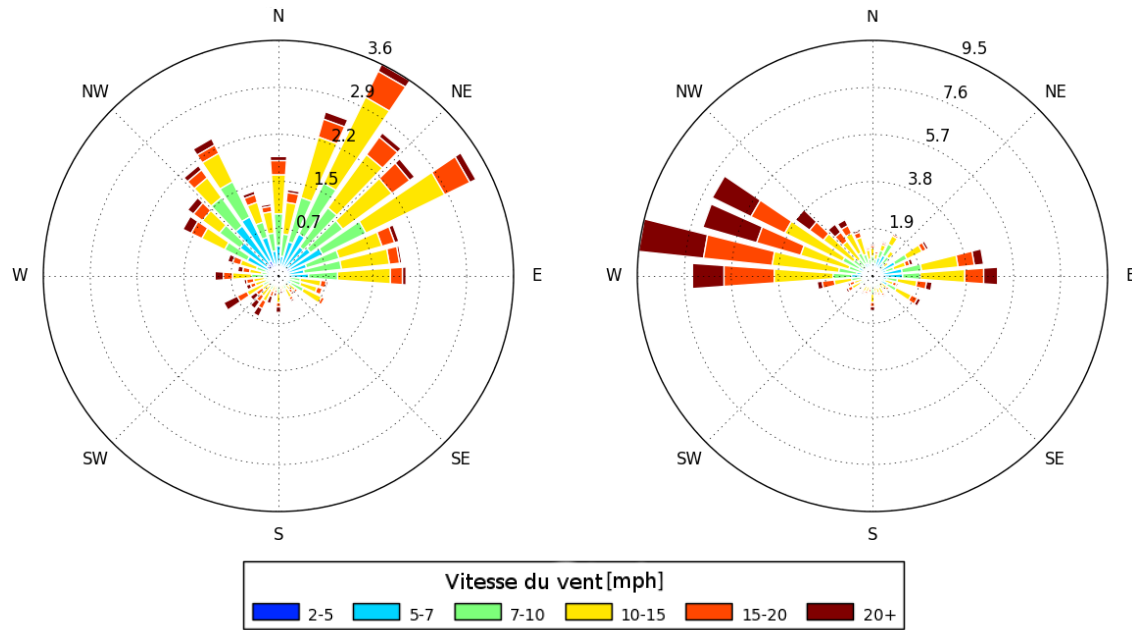


FIGURE 7.6 – Roses des vents annuelles pour DAUE (à gauche) et DAOF (à droite) [140]

Sur la figure 7.7 se trouvent les répartitions des vitesses du vent horaires durant l’année, et ce pour les deux sites choisis. Nous remarquons que :

- Le vent est plus fort dans le site de Tindouf par rapport au site de El Golea. Pour ce dernier, les vitesses du vent sont plus importantes durant la fin d’année.
- La vitesse moyenne du vent pour Tindouf est supérieure à celle calculée pour El Golea.
- Une uniformité apparaît dans la distribution des vitesses du vent durant l’année pour le site de Tindouf. Cependant, nous remarquons qu’à certaines heures de l’année, le vent est très faible dans la localité de El Golea.

En ce qui concerne le rayonnement solaire, nous avons tracé les courbes représentants les moyennes journalières sur surface horizontale (figure 7.7). Nous remarquons que le rayonnement solaire journalier dans les deux régions peut dépasser les $8 \text{ kWh/m}^2_{\text{jour}}$ (nous considérerons ça comme valeur maximale). Pour la région de El Golea, le minimum que peut atteindre le rayonnement solaire avoisine les $3 \text{ kWh/m}^2_{\text{jour}}$ pendant les journées d’hiver, alors que pour la région de Tindouf le minimum est supérieur à cette valeur.

En superposant les deux courbes (figure 7.8), il paraît clairement que les gisements solaires annuels des deux régions sont quasiment égaux. Cependant, nous remarquons une petite avance de celui de Tindouf par rapport à celui de El Golea pendant les premiers et derniers

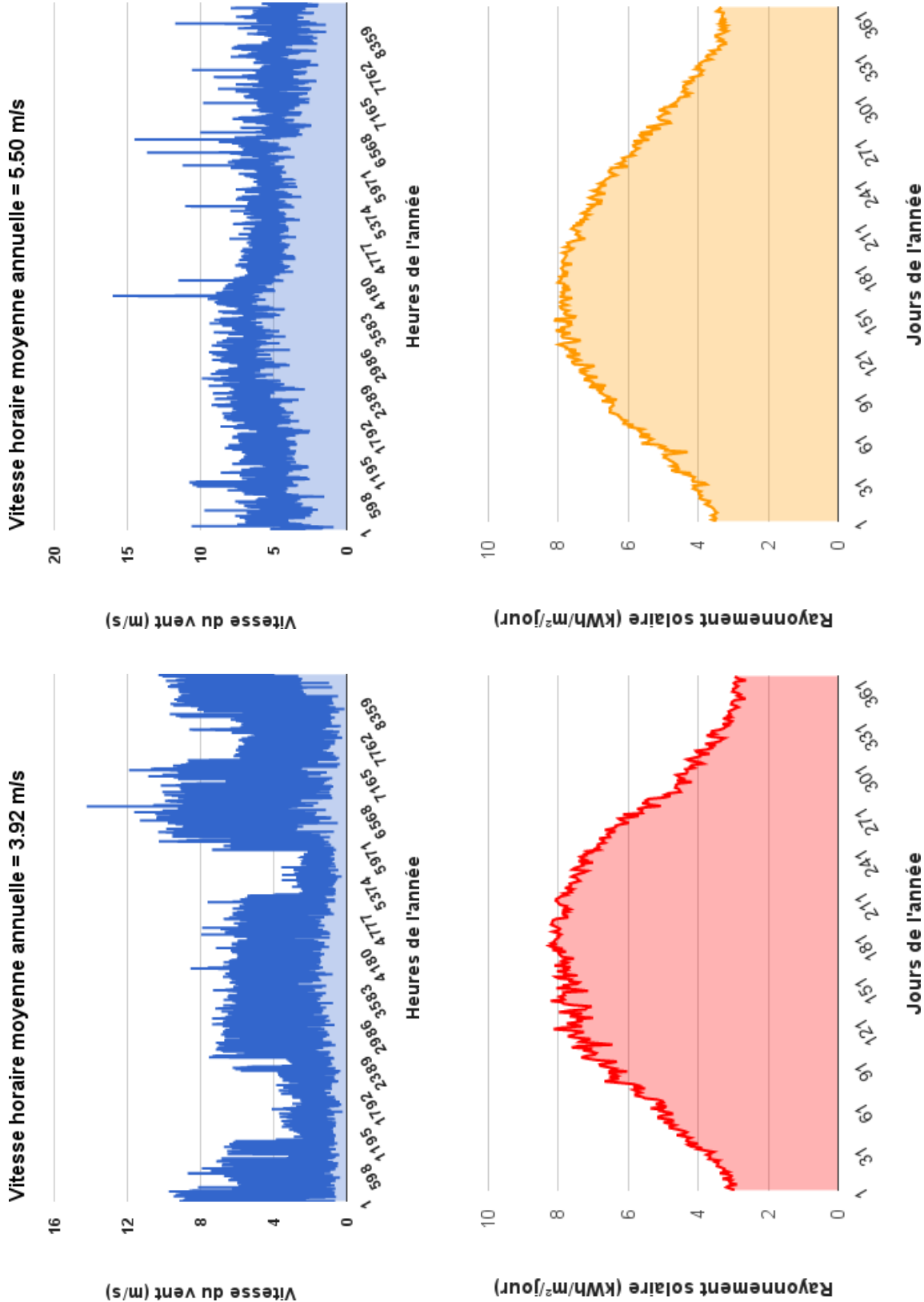


FIGURE 7.7 – En haut : vitesses du vent horaire pendant l'année, El Golea (à gauche) et Tindouf (à droite). En bas : Rayonnement solaire journalier sur surface horizontale pour El Golea (à gauche) et Tindouf (à droite)

mois de l'année (saison hivernale).

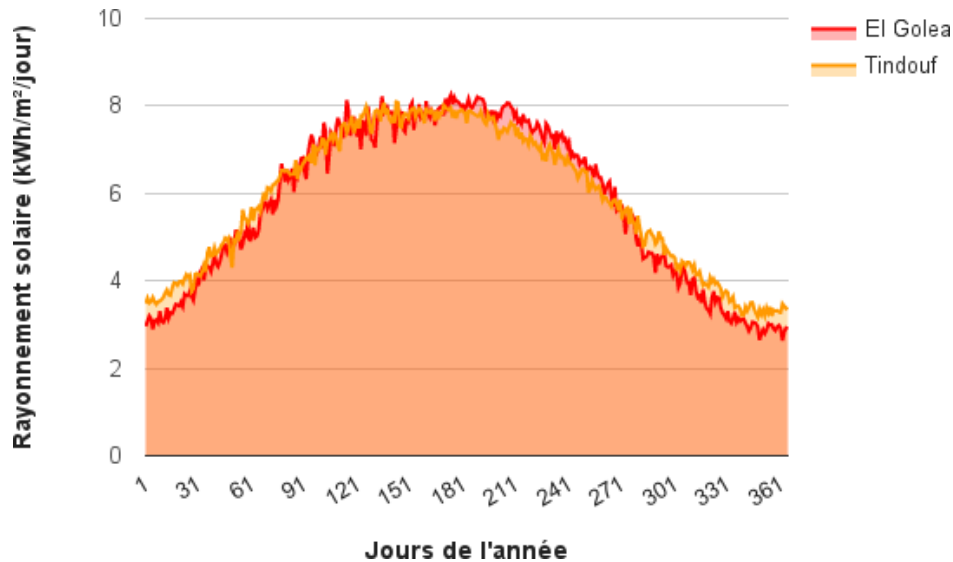


FIGURE 7.8 – Superposition des deux courbes annuelles du rayonnement solaire journalier (El Golea et Tindouf)

7.1.3 Analyse des modèles du rayonnement diffus

7.1.3.1 Méthodologie

Le rayonnement solaire arrivant à la surface de la Terre comporte trois composantes : directe, diffuse et celle réfléchi au sol. Les valeurs de ces composantes peuvent être directement mesurées ou calculées à partir des données du rayonnement global grâce à des modèles mathématiques.

La composante diffuse a fait l'objet de plusieurs études. De nombreux modèles mathématiques ont été proposés afin de générer, numériquement, les valeurs de cette composante. Dans notre travail, avant de choisir le modèle le plus adéquat afin de l'appliquer aux sites retenus pour l'utilisation du système hybride, nous allons d'abord comparer l'efficacité et la précision des 13 modèles présentés précédemment (2^{ème} partie, chapitre 3).

Ne disposant pas de mesures réelles suffisantes en nombre, nous nous sommes appuyés sur les données fournies par l'IET ("Institut for Energy and Transport") à travers son programme PVGIS, programme qui a fait l'objet d'une étude menée par A.M. GRAVIA et T. HULD [143] afin de valider ses résultats. Les calculs vont être effectués pour un ciel clair et pour chaque

mois de l'année au cours des journées dites "moyennes" (tableau 7.3). Les données récupérées représentent des moyennes horaires journalières pour chaque mois de l'année. Nous aurons besoin du rayonnement global et rayonnement diffus sur :

- Plan horizontal.
- Plan incliné d'un angle dont la valeur est égale à la valeur de la latitude du lieu choisi.

Mois	Numéro du mois	Journée moyenne	Mois	Numéro du mois	Journée moyenne
Janvier	1	17	Juillet	7	17
Février	2	15	Août	8	16
Mars	3	16	Septembre	9	16
Avril	4	15	Octobre	10	16
Mai	5	15	Novembre	11	15
Juin	6	11	Décembre	12	11

TABLE 7.3 – Journées moyennes pour chaque mois de l'année [49]

La comparaison entre les valeurs récupérées via PVGIS et les valeurs générées en utilisant les 13 modèles mathématiques se fera grâce au test statistique NRMSD, qui représente la racine carrée normalisée de l'erreur quadratique moyenne ("Normalized Root-Mean-Square Deviation", NRMSD). Il est défini comme suit [144] :

$$NRMSD = \frac{RMSD}{y_{max} - y_{min}} \quad (7.2)$$

avec :

$$RMSD = \sqrt{\frac{\sum_i^n (\hat{y}_i - y_i)^2}{n}} \quad (7.3)$$

\hat{y}_i : valeur estimée.

y_i : valeur réelle.

n : nombre de mesures.

y_{max} : valeur réelle maximale.

y_{min} : valeur réelle minimale.

Il est à noter que nous choisirons toujours une inclinaison des panneaux photovoltaïques égale à la latitude du lieu sélectionné, et seront orientés face Sud.



FIGURE 7.9 – Valeurs de NRMSD pour les deux sites, analyse du rayonnement diffus

7.1.3.2 Résultats

En appliquant les différents modèles de rayonnement diffus, et en comparant leurs efficacités, nous avons obtenu des résultats pour chacune des régions choisies dans le cadre de notre étude (figure 7.9).

En analysant les résultats, nous pouvons dire que :

- Aucun modèle n'est le plus performant pour l'ensemble des mois de l'année.
- Les modèles anisotropes sont plus précis que les modèles isotropes.

Le tableau 7.4 résume les modèles les plus précis pour chaque mois de l'année.

El Golea				Tindouf			
Mois	Modèle	Mois	Modèle	Mois	Modèle	Mois	Modèle
Janvier	Klucher	Juillet	Reindl	Janvier	Klucher	Juillet	Reindl
Février	Klucher	Août	Gueymard	Février	Klucher	Août	Gueymard
Mars	Klucher	Septembre	Klucher	Mars	Klucher	Septembre	Klucher
Avril	Gueymard	Octobre	Klucher	Avril	Gueymard	Octobre	Klucher
Mai	Gueymard	Novembre	Klucher	Mai	Reindl	Novembre	Klucher
Juin	Reindl	Décembre	Klucher	Juin	Reindl	Décembre	Klucher

TABLE 7.4 – Modèles optimaux de rayonnement diffus pour chaque mois de l'année

7.1.4 Analyse des lois de distribution

7.1.4.1 Méthodologie

Il est important de recourir aux lois de distribution afin de décrire statistiquement les variations des fréquences des vitesses du vent pendant une période de temps donnée.

La loi de Weibull est souvent utilisée dans les études se rapportant au domaine éolien. Cependant, dans notre travail nous avons décidé d'étudier sept autres lois et de comparer leurs précisions respectives. Nous allons considérer pour chaque région une année type contenant 8760 données représentant les vitesses horaires du vent, et afin de prendre en compte les vitesses nulles (quand elles existent), nous avons décidé d'appliquer la notion de distribution

hybride pour toutes les lois étudiées :

$$f_h(v) = \begin{cases} \theta_0 & \text{si } v = 0 \\ (1 - \theta_0) f(v) & \text{si } v > 0 \end{cases} \quad (7.4)$$

$f_h(v)$ est la fonction densité de probabilité hybride, $f(v)$ est la fonction densité de probabilité standard, et θ_0 représente la fréquence des vitesses des vents calmes.

La fonction cumulative hybride $F_h(v)$ est définie comme suit :

$$F_h(v) = \begin{cases} \theta_0 & \text{si } v = 0 \\ (1 - \theta_0) \int_0^v f(v) dv & \text{si } v > 0 \end{cases} \quad (7.5)$$

Afin d'évaluer l'efficacité des différentes lois, nous allons utiliser le test RMSD (relation 7.3). Pour chaque vitesse v du vent comprise entre v_{min} et v_{max} , $F_h(v)$ et $Y(v)$ seront calculés et comparés. Il est à noter que v_{min} et v_{max} sont les extremums des vitesses du vent du profile choisi, et $Y(v)$ est la somme cumulative des densités calculée à partir des données de ce profile. Les résultats obtenus sont regroupés dans la figure 7.10.

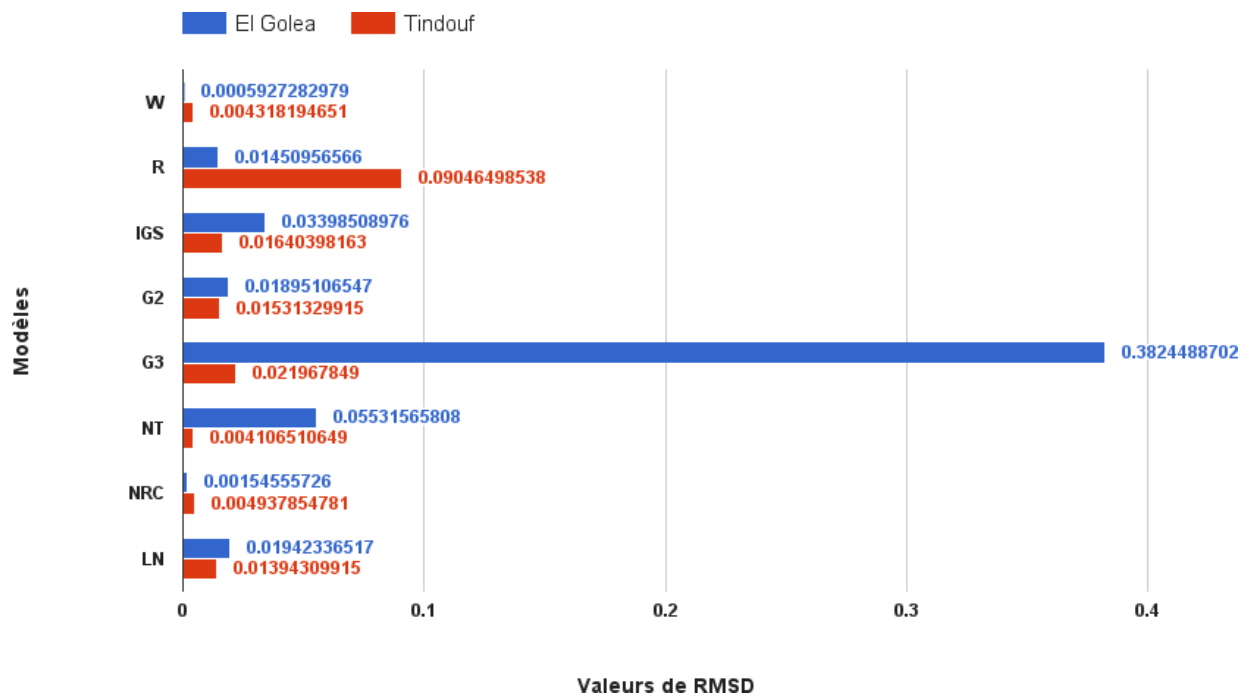


FIGURE 7.10 – Valeurs de RMSD pour les deux sites, analyse des lois de distribution

7.1.4.2 Résultats

En analysant les résultats obtenus, nous remarquons que :

El Golea : Avec une valeur du $RMSD \approx 0.593 \times 10^{-4}$, c'est la loi Weibull à deux paramètres (W) qui représente le mieux la distribution des différentes fréquences des vitesses du régime du vent qui souffle dans cette région (figure 7.11). Les valeurs des paramètres caractérisants cette loi sont : $k \approx 1.837$ et $c \approx 4.428 \text{ m/s}^2$

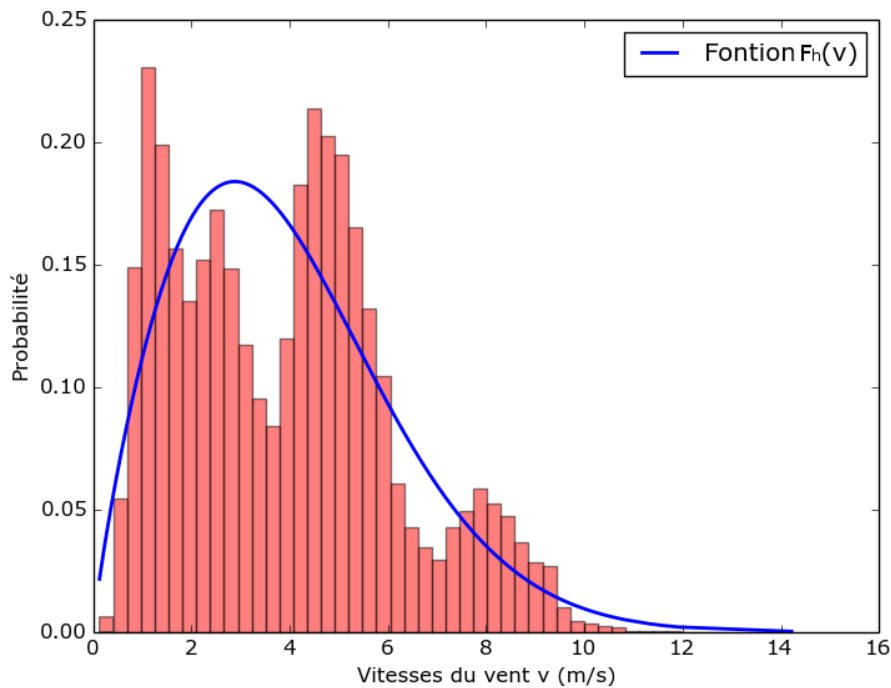


FIGURE 7.11 – Fréquences du vent et distribution Weibull, El Golea

Tindouf : Avec une valeur du $RMSD \approx 4.106 \times 10^{-3}$, c'est la loi Normale Tronquée à deux paramètres (NT) qui représente le mieux la distribution des différentes fréquences des vitesses du régime du vent qui souffle dans cette région (figure 7.12). Les valeurs des paramètres caractérisants cette loi sont : $\alpha \approx 5.504$ et $\beta \approx -1.382$

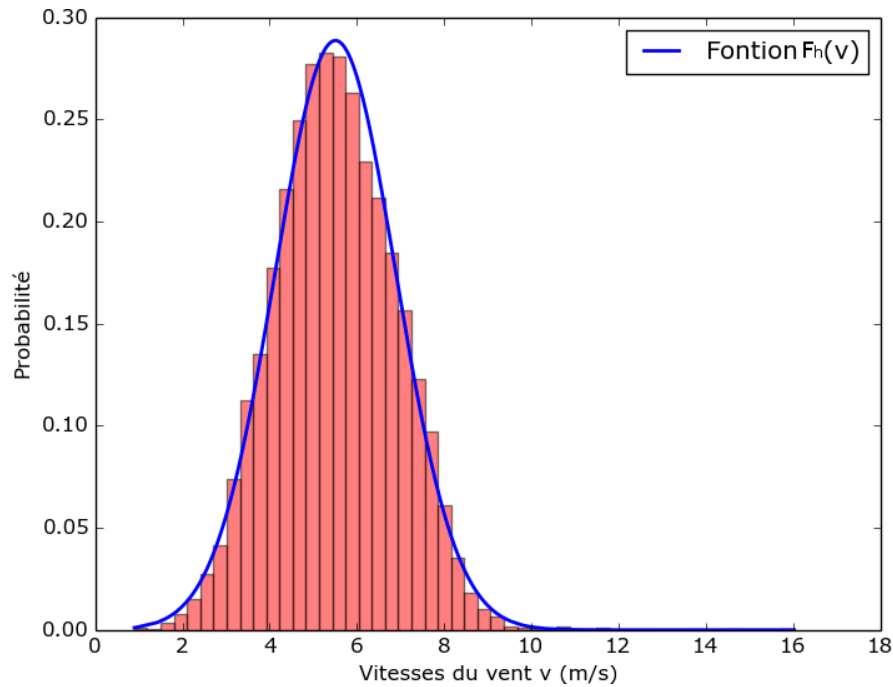


FIGURE 7.12 – Fréquences du vent et distribution Normale Tronquée à deux paramètres, Tindouf

7.2 Profils de consommation considérés

La demande de charge est un élément clé dans le processus d’optimisation du système hybride. Pour cela, l’impact de la consommation est pris en considération avec plusieurs profils. Nous avons considéré dans notre cas un petit groupe de maisons (avec et sans enfants), une petite école primaire, ainsi qu’un centre de santé qui assurera les soins vitaux aux habitants du site isolé.

École primaire : Comme nous allons considérer un petit regroupement de maisons, leur nombre ne sera pas très élevé (pas au point de considérer ce regroupement comme un village. Ça sera plutôt un hameau). Par conséquent la taille de l’école primaire est réduite.

Sur la figure 7.13 sont représentés deux profils journaliers pour la consommation électrique horaire de cette école : un qui sera répété à l’identique les jours de classe, et un autre qui sera répété pendant les vacances (pour ce dernier, nous supposons que la seule consommation électrique nécessaire soit un éclairage nocturne). L’influence du climat sur ces profils

(changement de saison) n'est pas prise en compte.

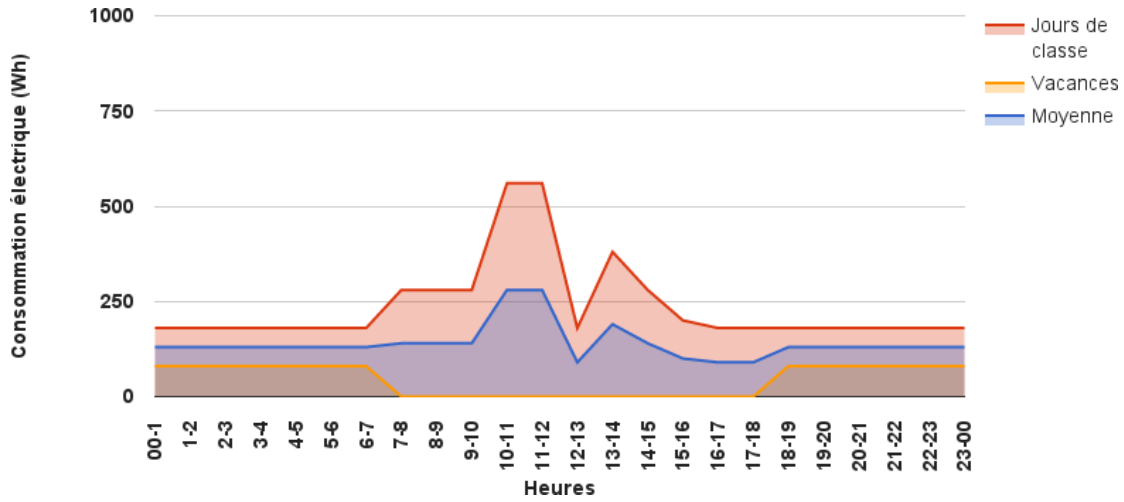


FIGURE 7.13 – École primaire

Centre de santé : Un petit centre de santé procurant les soins vitaux aux habitants est une nécessité. En prenant en compte des appareils nécessaires (réfrigérateur à vaccins, centrifuge, éclairage, ... etc.) nous avons établi un profil journalier pour la consommation électrique horaire (figure 7.14). Ce profil sera répété tout les jours de l'année sans considérer l'influence du climat.

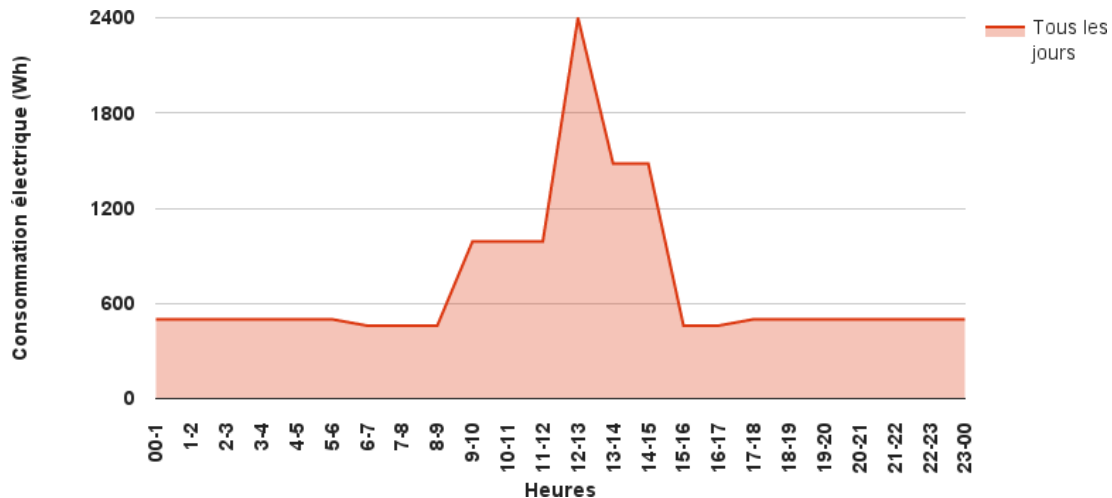


FIGURE 7.14 – Centre de santé

Maisons :

Profil journalier simplifié pour toute l'année : Comme premier cas, nous avons établi un profil journalier pour la consommation électrique qui sera répété pendant les 365 jours de l'année. Ce profil représente la moyenne des profils journaliers par période qu'on verra dans la suite. Pour une maison sans enfants, la consommation horaire journalière est illustrée sur la figure 7.15. Pour une maison avec enfants, le profil de consommation est illustré sur la figure 7.16.

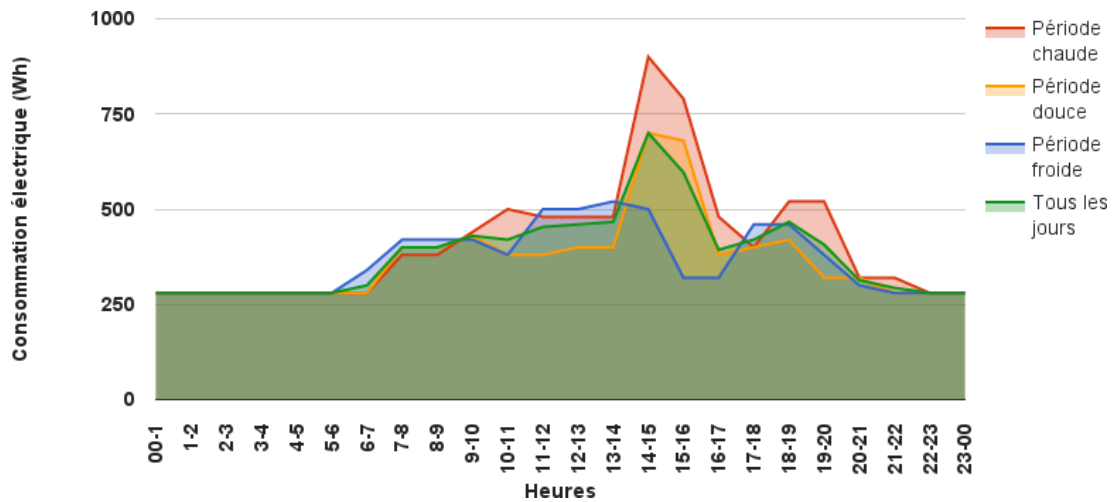


FIGURE 7.15 – Maison sans enfants

Profil journalier par période : Nous avons partagé l'année en trois périodes distinctes :

- Période chaude regroupant les mois de mai, juin, juillet et août.
- Période froide regroupant les mois de novembre, décembre, janvier et février.
- Période douce regroupant les mois de mars, avril, septembre et octobre.

Pour une maison sans enfants, la consommation horaire journalière, et ce pour chaque période, est illustrée sur la figure 7.15. En ce qui concerne le cas d'une maison avec enfants, cette consommation est illustrée sur la figure 7.16.

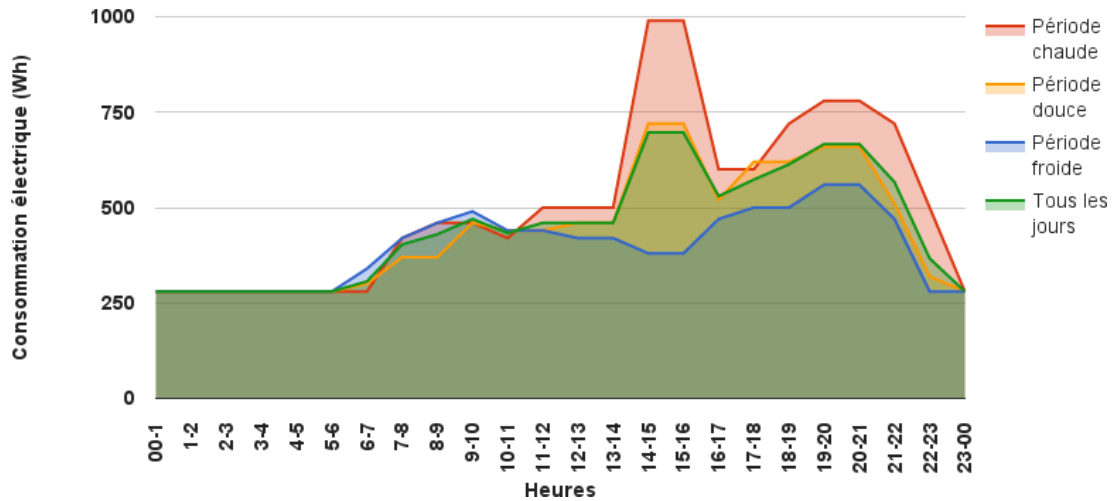


FIGURE 7.16 – Maison avec enfants

7.3 Critères d'optimisation du système

L'objectif principal de notre travail est d'optimiser le dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/éolien. Ce système doit fournir de l'énergie électrique à une petite communauté isolée composée de maisons, une école primaire ainsi que d'un centre de santé. Cette optimisation sera évaluée suivant deux critères :

7.3.1 Probabilité de perte d'alimentation

Pour que le dimensionnement du système hybride soit optimal, le critère essentiel repose sur le fait que, pendant les 8760 heures de l'année, aucune défaillance au niveau de l'alimentation en électricité des différentes charges reliées à ce système ne soit enregistrée. Afin d'évaluer son dimensionnement suivant ce critère, nous utilisons la notion de probabilité de perte d'alimentation ("Loss of Power Supply Probability"). Elle est définie par :

$$LPSP = \frac{N_{fail}}{8760} \quad (7.6)$$

N_{fail} est le nombre d'heures par an durant lesquelles ni l'énergie produite, ni celle stockée dans les batteries, n'est suffisante pour combler l'ensemble de la demande de consommation électrique. Pour avoir un système autonome et optimal à 100%, $LPSP$ devra donc avoir une valeur nulle.

7.3.2 Analyse du coût

Le deuxième critère adopté dans notre méthode d'optimisation est le coût du kWh produit et consommé :

$$Cost_{kWh} = \frac{Cost_T}{E_T} \quad (7.7)$$

$Cost_T$ est le coût global du système durant son cycle de vie, E_T est l'énergie totale consommée durant ce même cycle.

Le coût global du système inclut le coût initial des différents composants de ce système ($Cost_i$), le coût de la maintenance ($Cost_m$) et des remplacements nécessaires ($Cost_r$) durant le cycle de vie (LC) qui se compte en années [145] :

Coût initial : Le coût initial de chaque composant du système hybride inclut le prix d'achat, le coût des travaux de génie civil (si nécessaire), et le coût de l'installation.

Pour la partie photovoltaïque, le coût des travaux de génie civil et d'installation est estimé à 40% du prix d'achat du générateur PV (l'ensemble des panneaux). Pour la partie éolienne, il est estimé à 20% du prix d'achat de chaque turbine. Nous ne prendrons pas en considération le coût d'installation des autres composants.

Coût de la maintenance : Le système aura besoin de travaux de maintenance durant sa durée de vie. Le coût de ces derniers est calculé ainsi :

$$Cost_m = Cost_{m0}LC \quad (7.8)$$

$Cost_{m0}$ est le coût global des travaux de maintenance durant la première année :

$$Cost_{m0} = m_i Cost_i \quad (7.9)$$

D'après la relation 7.9, $Cost_{m0}$ est une fraction du coût initial de chaque composant. Dans le tableau 7.5, nous donnons les valeurs adoptées de m_i pour notre étude. Nous avons considéré seulement la maintenance des panneaux PV, des éoliennes et de l'onduleur. Pour le reste des composants, $Cost_m = 0$

Composant	Valeur de m_i
Générateur PV	2%
Éolienne	3%
Onduleur	1%

TABLE 7.5 – Valeurs de m_i

Coût de remplacement : Après chaque remplacement, le coût du nouveau composant (groupe de batteries, onduleur, ... etc.) est calculé ainsi :

$$Cost_{r(n)} = \frac{Cost_i (1 + a_i)^{[(n-1)LC_{comp}] - 1}}{(1 + d_r)^{(n-1)LC_{comp}}} \quad (7.10)$$

a_i représente l'inflation annuelle des coûts (une valeur de 0.035 sera prise), d_r est le taux d'actualisation du marché (une valeur de 0.06 sera prise), LC_{comp} est la durée de vie du composant, et $n \geq 2$

Si nous prenons l'exemple d'une durée $LC = 25$ ans, et LC_{comp} de l'onduleur égale à $LC_{inv} = 10$, le nombre de remplacements nécessaires est :

$$n_{max} = \text{ceil} \left(\frac{LC}{LC_{inv}} \right) = 3 \quad (7.11)$$

Donc nous aurons :

$$Cost_{r(2)} = \frac{Cost_i (1 + a_i)^9}{(1 + d_r)^{10}} \quad (7.12)$$

$$Cost_{r(3)} = \frac{Cost_i (1 + a_i)^{19}}{(1 + d_r)^{20}} \quad (7.13)$$

7.4 Constituants du système hybride

Le système hybride considéré comporte essentiellement un générateur PV composé de panneaux photovoltaïques ainsi qu'une éolienne (ou des éoliennes). Comme nous l'avons déjà vu, ces deux technologies représentent les deux sous-systèmes les plus importants du système hybride au complet. En plus, d'autres éléments seront inclus. Sa structure générale est schématisée sur la figure 7.17.

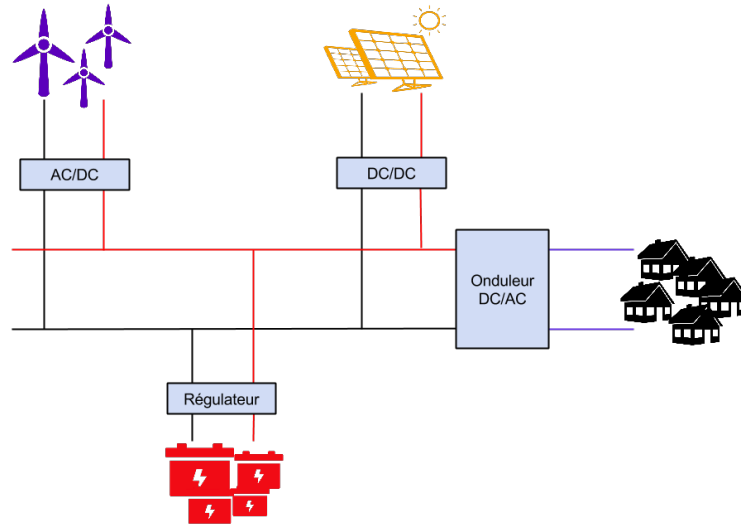


FIGURE 7.17 – Composants essentiels du système hybride considéré

7.4.1 Panneaux photovoltaïques

Nous avons opté pour 4 modèles différents de panneaux photovoltaïques (tableau 7.6). Les différences entre ces derniers résident essentiellement dans les grades de silicium à base desquels leurs cellules sont fabriquées (silicium poly ou mono cristallin), ainsi que le rendement de référence de chaque panneau. Nous allons désigner ces 4 modèles par Poly1 [146], Poly2 [147], Mono1 [148] et Mono2 [149].

Modèle	$P_{peak,u}$ (Wp)	η_{ref} (%)	β_{pv} (%/°C)	$NOCT$ (°C)	Prix (\$/panneau)	Prix (\$/Wp)
Poly1	260	16.16	0.41	45	250	0.9615
Poly2	280	14.59	0.43	45	270	0.9642
Mono1	300	17.89	0.41	46	400	1.3333
Mono2	260	15.51	0.45	48	250	0.9615

TABLE 7.6 – Caractéristiques des panneaux photovoltaïques

Nous remarquons que les panneaux en silicium monocristallin ont de meilleurs rendements que ceux à base de silicium polycristallin. En utilisant la relation 3.86 et en prenant une valeur $\nu = 0.12$, nous avons étudié la variation du rendement des panneaux photovoltaïques

sélectionnés en fonction du rayonnement solaire et de la température des cellules. Les résultats obtenus nous ont permis de tracer les courbes illustrées sur les figures 7.18 et 7.19.

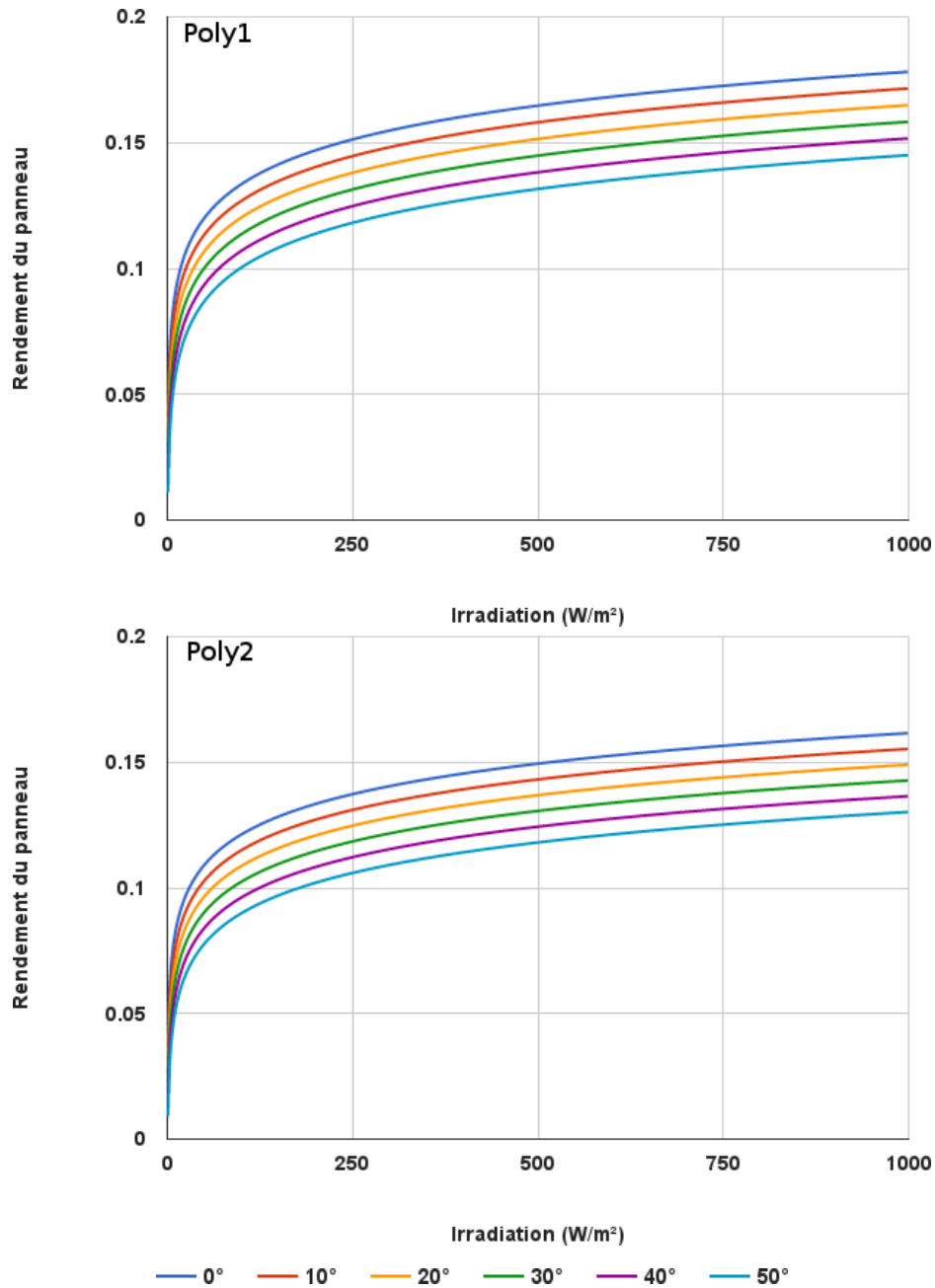


FIGURE 7.18 – Variation du rendement PV en fonction du rayonnement et la température des cellules Poly1 et Poly2

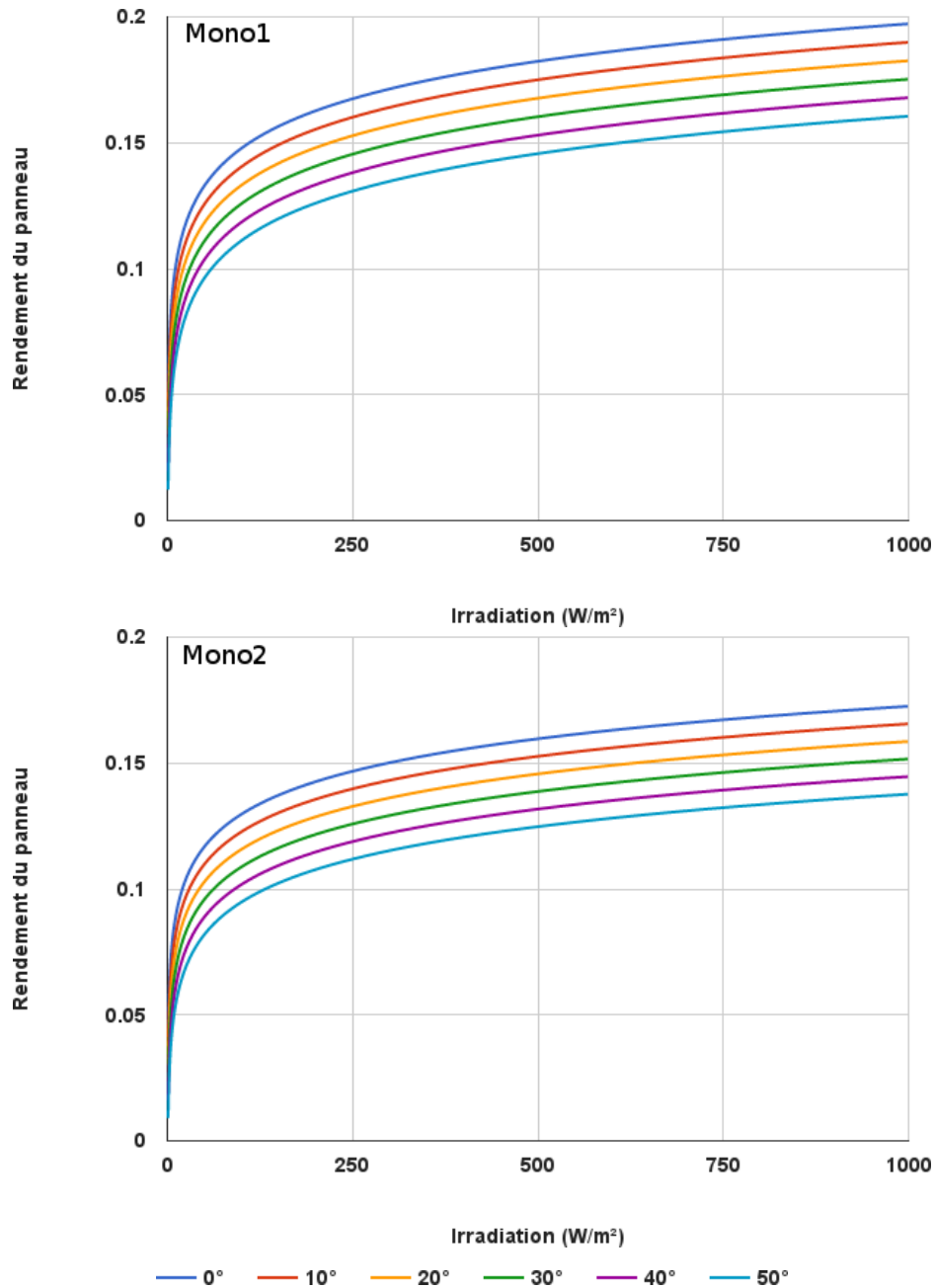


FIGURE 7.19 – Variation du rendement PV en fonction du rayonnement et la température des cellules Mono1 et Mono2

L'analyse des résultats montre que :

- Le rendement d'un panneau photovoltaïque diminue avec l'augmentation de la température des cellules qui le composent. Cela est évident pour les 4 modèles sélectionnés.
- Pour une même température de cellule, la diminution du rayonnement solaire incident affecte négativement le rendement du panneau.

- En prenant comme exemple les deux premiers panneaux, Poly1 et Poly2, ces derniers ont des valeurs de NOCT égales mais diffèrent au niveau de leurs coefficients β_{pv} respectifs. Si nous comparons entre deux températures T_{cell} , par exemple $20^{\circ}C$ et $30^{\circ}C$, et pour une même irradiation solaire (1000 W/m^2), nous remarquons que :
 - Le rendement pour le panneau Poly1 à $T_{cell} = 20^{\circ}C$ vaut 16.49%, et à $T_{cell} = 30^{\circ}C$ il vaut 15.83%. La diminution est de l'ordre de 4.00%
 - Le rendement pour le panneau Poly2 à $T_{cell} = 20^{\circ}C$ vaut 14.90%, et à $T_{cell} = 30^{\circ}C$ il vaut 14.27%. La diminution est de l'ordre de 4.23%
- Cet exemple montre clairement qu'un panneau photovoltaïque, avec un β_{pv} faible, est conseillé dans les régions où la température peut facilement dépasser les $25^{\circ}C$ (température de référence). Ainsi, la diminution au niveau de η_{ref} se fera moins ressentir que pour un panneau avec un coefficient β_{pv} plus important.

7.4.2 Éoliennes

Nous avons opté pour des éoliennes de petites puissances. Les caractéristiques principales des 3 modèles choisis sont décrits dans le tableau 7.7, et à partir des tableaux fournis dans [150], nous avons pu récupérer des valeurs discontinues pour les puissances instantanées produites par chacune des éoliennes choisies en fonction des vitesses du vent. Ces valeurs nous permettent de reconstruire la courbe de puissance pour chacune d'elles et aussi, de comparer entre eux les modèles de courbe de puissance afin de choisir le plus performant pour l'incorporer dans notre programme final d'optimisation.

Modèle	Désignation	P_r (kW)	V_c (m/s)	V_r (m/s)	V_f (m/s)
Aircon 10kW	WT1	10	2.5	11	32
Gaia 11kW	WT2	11	3	10	25
Eoltec 25kW	WT3	25	3	12	60

TABLE 7.7 – Caractéristiques des éoliennes choisies

Un intérêt particulier a été porté à la partie de la courbe qui se situe entre les vitesses v_c et v_r . Au delà de cette dernière, nous allons considérer que la puissance produite demeure constante (égale à P_r) jusqu'à la vitesse v_f , vitesse à laquelle la puissance devient nulle. Les résultats obtenus montrent que (figure 7.20) :

- Le modèle linéaire, pour les trois turbines éoliennes, est le moins performants des 7 modèles testés.
- Les résultats obtenus ne nous permettent pas de toujours avoir des tracés parfaitement courbés. Cela est logique vu que les valeurs utilisées (réelles) sont sous forme d'une série discontinue de données.
- Nous remarquons que les modèles de PALLABAZZER et BENCHERIF donnent, dans les trois cas, des résultats presque identiques. La même constatation peut être faite concernant les modèles de SAHIN et JUSTUS.
- En comparant les modèles mathématiques précédemment détaillés avec la courbe de puissance réelle, nous remarquons que tous, à l'exception du modèle proposé et linéaire, sous estiment la puissance instantanée fournie par l'éolienne.
- Le modèle proposé (nous avons pris un polynôme de degré 8) donne, dans chaque cas, les résultats les plus performants en le comparant avec la courbe réelle. Pour valider ça, nous avons utilisé le test statistique NRMSD. Les résultats sont regroupés dans le tableau 7.8

Modèle	Linéaire	Bencherif	Pallabazzer	Sahin et al	Weibull	Justus	Proposé
WT1	0.5987	0.0864	0.0784	0.1412	0.1204	0.1412	0.0501
WT2	0.6980	0.2305	0.2360	0.2878	0.3103	0.2878	$1.58 \cdot 10^{-13}$
WT3	0.7890	0.0372	0.0335	0.0292	0.0315	0.0292	$1.38 \cdot 10^{-12}$

TABLE 7.8 – Valeurs NMRSD pour les différents modèles

En comparant les modèles de la courbe de puissance, nous avons bien vu que pour les trois éoliennes, utiliser le modèle proposé consistant à exploiter le concept de “curve fitting” était la meilleure solution pour avoir des valeurs proches de la réalité. Cependant, afin de bien cerner le degré de la fonction polynomiale qui donne les résultats les plus performants, nous avons refait les calculs en utilisant des polynômes de différents degrés (de 4 jusqu'à 12).

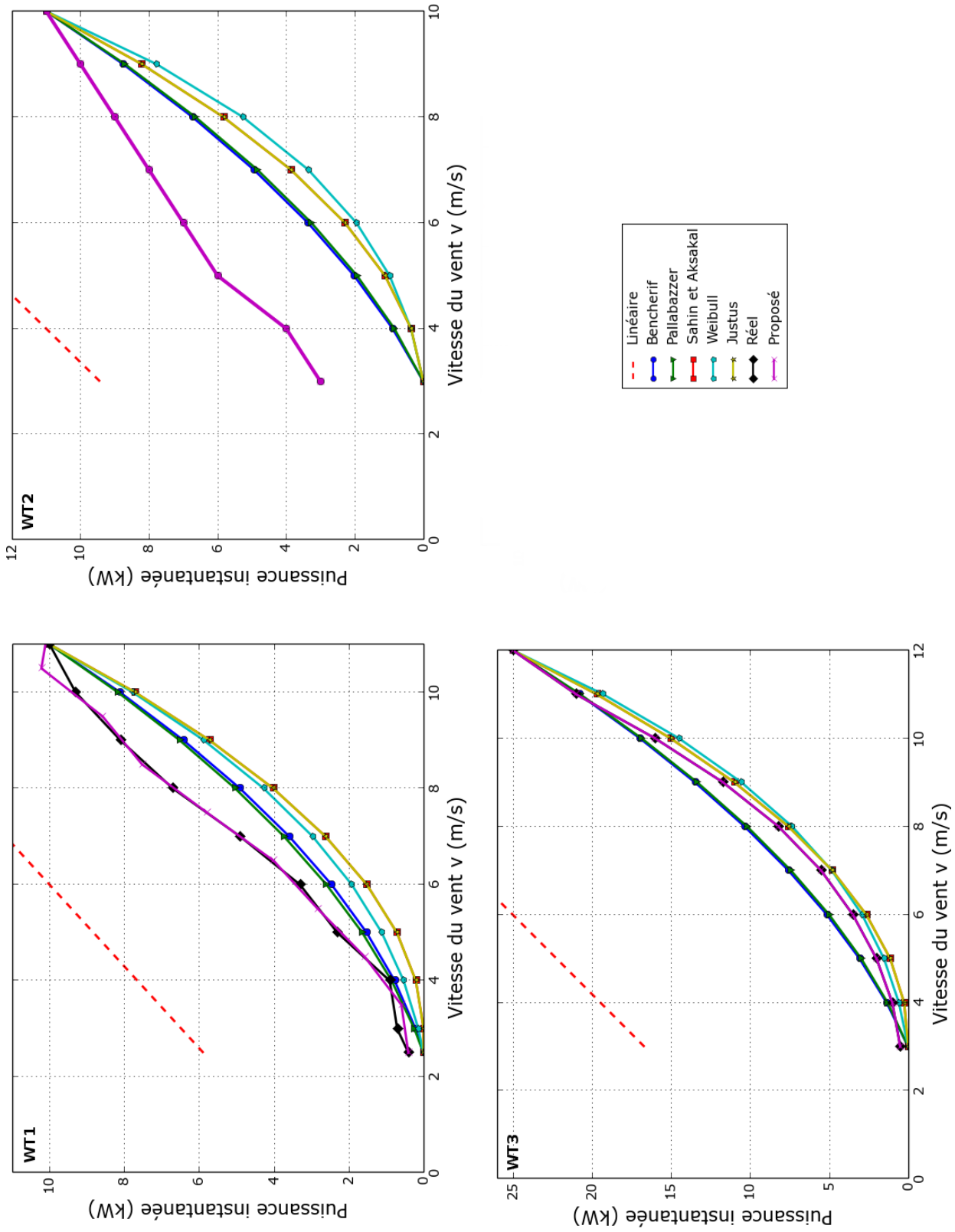


FIGURE 7.20 – Comparaison entre les modèles de courbes de puissance

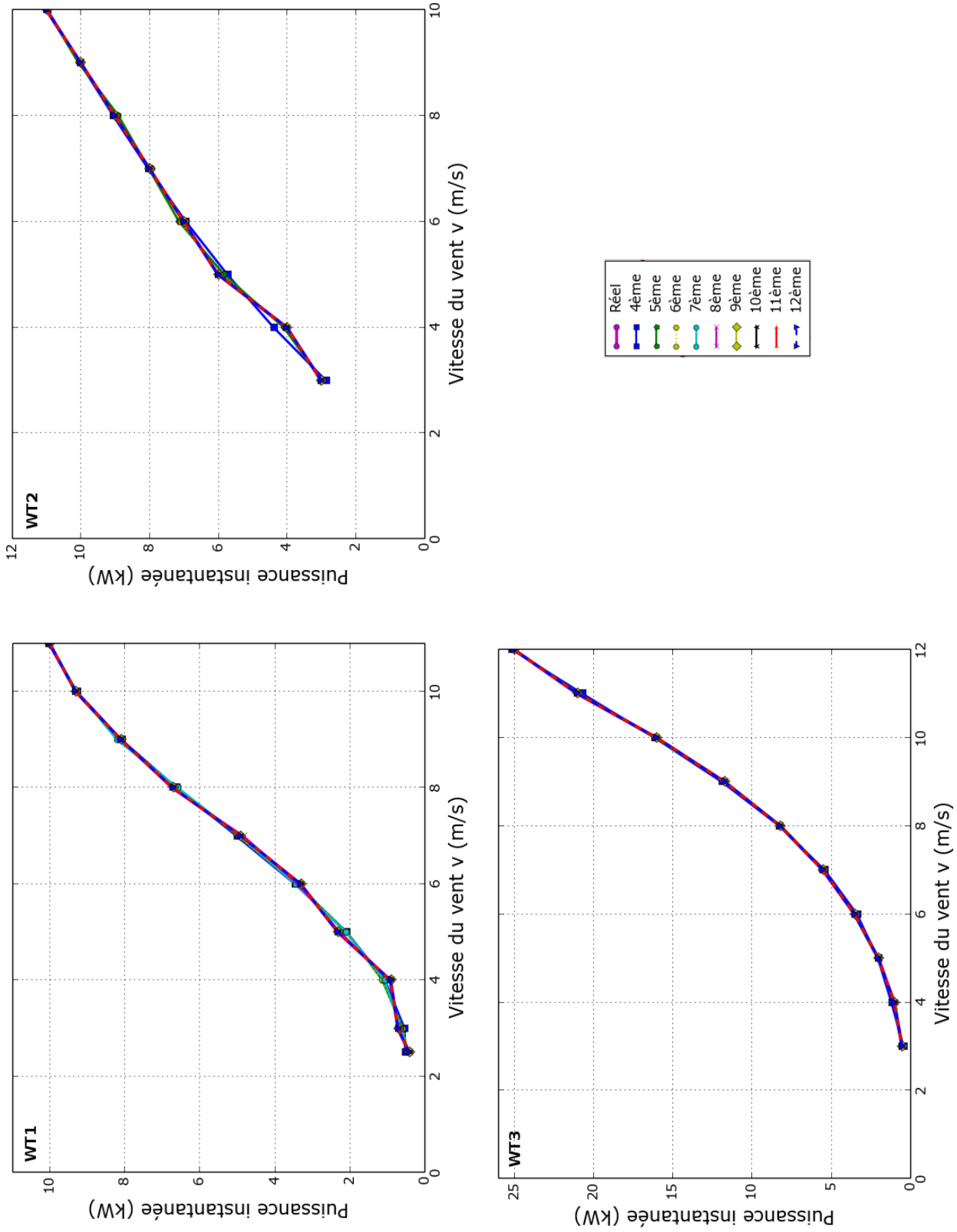


FIGURE 7.21 – Comparaison entre différents degrés de polynôme

Les résultats sont illustrés sur la figure 7.21 et les valeurs de NRMSD dans le tableau 7.9, ils montrent que :

- Les écarts de précision entre les différents degrés de la fonction polynomiale ne sont pas très perceptibles.
- D’après les valeurs de NRMSD, c’est la fonction polynomiale de degré 4 qui donne, en général, les résultats les plus précis en les comparant avec la courbe réelle.

Modèle d’éolienne	WT1	WT2	WT3
degré 4	$6.38 \cdot 10^{-16}$	1.1610^{-16}	$7.19 \cdot 10^{-17}$
degré 5	$8.33 \cdot 10^{-16}$	4.4310^{-15}	$1.71 \cdot 10^{-15}$
degré 6	$2.68 \cdot 10^{-15}$	5.1410^{-14}	$1.84 \cdot 10^{-14}$
degré 7	$1.57 \cdot 10^{-13}$	1.9810^{-12}	$8.35 \cdot 10^{-14}$
degré 8	$1.33 \cdot 10^{-12}$	1.5810^{-13}	$1.38 \cdot 10^{-12}$
degré 9	$3.99 \cdot 10^{-11}$	4.0710^{-13}	$2.67 \cdot 10^{-13}$
degré 10	$1.73 \cdot 10^{-11}$	2.3310^{-13}	$1.47 \cdot 10^{-13}$
degré 11	$1.79 \cdot 10^{-11}$	1.2210^{-13}	$1.86 \cdot 10^{-13}$
degré 12	$3.63 \cdot 10^{-12}$	7.3010^{-14}	$6.96 \cdot 10^{-14}$

TABLE 7.9 – Valeurs NRMSD pour différents degrés de polynôme

Concernant le coût d’achat des turbines éoliennes (mât + hub avec tout ce qu’il contient), nous avons effectué une recherche bibliographique afin de fixer ce coût par kW de puissance nominale [151, 152, 153, 154, 155]. Nous avons constaté que ce dernier n’est pas resté stable (et qu’il varie avec la puissance installé) au fil des ans. En effet, il a connu une baisse considérable ces dernières années tel qu’en 2014, il était en moyenne de 1200 \$/kW aux USA, 1100 \$/kW comme record en Europe, et 1600 \$/kW comme valeur minimale en Afrique. Il est à noter que nous ne nous sommes pas intéressés aux marchés asiatiques (là où les prix peuvent atteindre des valeurs très basses, surtout en Inde et en Chine). Nous, dans notre travail, nous allons considéré une valeur moyenne de 1300 \$/kW

7.4.3 Batteries

Notre principal objectif est de bien dimensionner le système hybride afin qu’il puisse fournir de l’énergie électrique en continue aux différentes charges qui y sont reliées. Pour cela, vu l’importance de prévoir un système de stockage, nous avons choisit un modèle de batterie

au Plomb. Les caractéristiques dont nous aurons besoin dans notre opération d'optimisation sont résumés dans le tableau 7.10, et la courbe représentant la variation du nombre de cycles en fonction de la valeur du paramètre DOD est illustrée sur la figure 7.22.

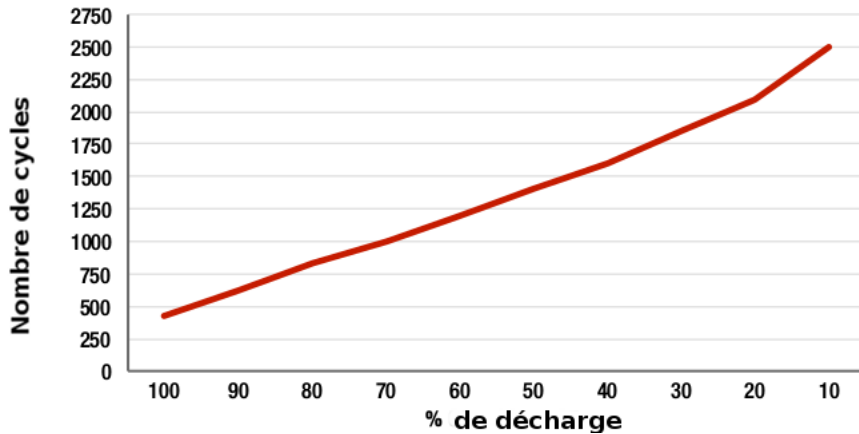


FIGURE 7.22 – Nombre de cycles vs DOD pour le modèle de batterie choisie [156]

Modèle	Capacité nominale (kWh)	δ_{bat} (%/°C)	σ_{bat} (%)	Tension (V)	Prix (\$/kWh)
Rolls S-550	2.568	0.6	0.04	6	133

TABLE 7.10 – Caractéristiques de base du modèle de batterie sanctionnée [156]

7.4.4 Convertisseurs

7.4.4.1 Onduleur

Un onduleur est un convertisseur DC/AC. Nous aurons principalement besoin des valeurs des rendements $\eta_{inv,10}$, $\eta_{inv,100}$ et $\eta_{inv,rat}$ (tableau 7.11 qu'on a pris en référence à [157]). La capacité nominale totale en onduleurs pour notre système sera fixée telle que :

$$P_{inv,rat} = \text{ceil} [L_{t,max} + (0.2L_{t,max})] \quad (7.14)$$

$L_{t,max}$ est la demande de charge horaire maximale. Pour des raisons de sécurité, $P_{inv,rat}$ doit être prise supérieure à cette valeur. Dans notre étude, nous considérons cette supériorité de l'ordre de 20%

Tension du bus DC (V)	42	48	52
$\eta_{inv,10}$ (%)	92.6	91.6	91.0
$\eta_{inv,100}$ (%)	92.4	92.0	91.8
$\eta_{inv,rat}$ (%)	96		
Coût (\$/kW)	470		

TABLE 7.11 – Caractéristiques de base de l'onduleur [157]

7.4.4.2 Contrôleur de charge

Un contrôleur de charge, ou régulateur de charge, a pour but de protéger les batteries. Nous avons opté pour un modèle adapté aux systèmes hybrides et dont le coût unitaire est de 540\$. Il comporte un système MPPT qui augmente son efficacité.

Ce modèle peut accepter des tensions de 12 à 48 VDC et fournir des tensions de 12 VDC (79 A), 24 et 48 VDC (78 A) et 72 VDC (67 A). Son rendement nominal est de $\eta_{reg,rat} = 96\%$

7.4.4.3 Hacheur et redresseur

Nous utiliserons des hacheurs pouvant supporter une puissance maximale de 1 kW chacun. Le prix unitaire est de 580\$ et le rendement nominal vaut $\eta_{hach,rat} = 98\%$

Pour le redresseur, notre choix s'est porté sur un modèle qui fait office, en plus de la fonction redresseur, d'une protection contre les surtensions. Les caractéristiques d'un seul redresseur sont résumées sur le tableau 7.12.

Tension AC (V)	Courant AC (V)	Puissance nominale max (kW)	Rendement max (%)	Prix (\$/kWh)
0 à 500	0 à 11.5	5	99.95	240

TABLE 7.12 – Caractéristiques de base du redresseur [158]

7.5 Application de la méthode et résultats

7.5.1 Méthodologie et étapes d'optimisation

À partir de la modélisation mathématique des différents composants du système hybride, nous avons exploité les équations afin de les transformer en un programme informatique. Grâce au langage Python qu'on a précédemment présenté, nous avons développé notre propre programme d'optimisation (voire annexe A). Ce programme peut être considéré comme un dispositif de dialogue homme-machine, en effet l'utilisateur peut interagir avec lui afin de régler certains paramètres. Il se présente comme une interface en ligne de commande et offre trois modes de systèmes :

1. Système photovoltaïque seul.
2. Système éolien seul.
3. Système hybride photovoltaïque/éolien.

Il est à noter que le processus d'optimisation développé fût spécialement pour des systèmes autonomes. En nous focalisant sur le troisième mode, celui consacré aux systèmes hybrides, nous allons détaillé les étapes par lesquelles passe notre algorithme d'optimisation :

- En lançant le programme, nous avons 3 choix. Ces derniers concernent les modes de systèmes. Nous sélectionnons le troisième, celui consacré aux systèmes hybrides PV/éolien.
- Le programme demande à l'utilisateur de choisir plusieurs paramètres d'entrée. Nous appelons ça phase d'initialisation. Les différentes étapes sont données dans la figure 7.23.
- Avant de commencer effectivement dans l'optimisation, le programme passe par deux étapes que nous considérons comme "préliminaires" :
 - Durant la première étape préliminaire, une valeur de surface des panneaux PV est calculée pour chaque jour de l'année selon la relation suivante :

$$S_{prt} = \frac{L_{day}}{\eta_{pv,ref} \eta_{inv,rat} H} \quad (7.15)$$

L_{day} est la demande de charge journalière, $\eta_{pv,ref}$ est le rendement de référence du modèle de panneau photovoltaïque choisi, $\eta_{inv,rat}$ est le rendement nominal des

onduleurs, et H représente le rayonnement solaire horizontal journalier.

Durant cette étape, la valeur maximale de la demande de charge horaire $L_{t,max}$ est stockée en mémoire.

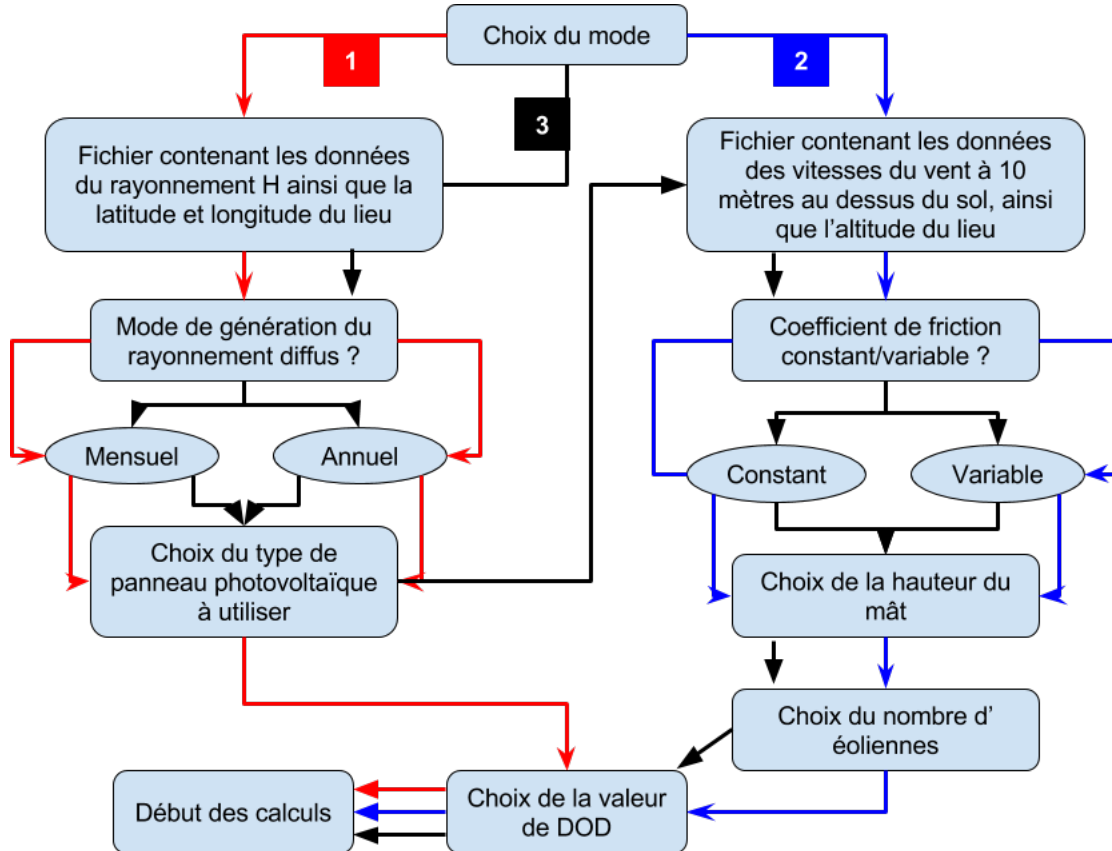


FIGURE 7.23 – Différentes étapes de la phase d’initialisation du programme d’optimisation

- La deuxième étape préliminaire permet de calculer la valeur minimale de la capacité totale nécessaire des batteries. Elle débute en fixant, comme donnée d’entrée, la surface totale des panneaux photovoltaïques égale à $S_{prl,min}$, c’est-à-dire la plus faible valeur des surfaces précédemment calculées. La puissance nominale totale en onduleurs, elle, est fixée suivant la relation 7.14

Le programme va parcourir, pour la deuxième fois, les 365 jours de l’année pour évaluer la valeur minimale de la capacité des batteries Cb_{min} (relation 7.16). Cette fois ci, pour chaque journée, le programme simulera le comportement du système

suivant une base horaire, c'est-à-dire qu'il traitera, au final, 8760 données.

$$Cb_{min} = \left| \max \left(\sum_{i=1}^{8760} E_{dif}(i) \leq 0 \right) \right| \quad (7.16)$$

E_{dif} représente la différence entre l'énergie produite (PV + éolien) et l'énergie demandée directement du côté de la consommation. Cb_{min} prendra comme valeur absolue le maximum des sommes des écarts E_{dif} qui se suivent et qui sont inférieurs à zéro.

À chaque heure t de l'année, nous avons :

$$E_{dif}(t) = E_{tot}(t) - L_t(t) \quad (7.17)$$

E_{tot} est l'énergie totale produite :

$$E_{tot}(t) = E_{pv}(t) + E_{wt}(t)$$

E_{pv} est l'énergie produite par les panneaux photovoltaïques. À ce stade, elle est calculée ainsi :

$$E_{pv}(t) = I_t(t) S_{prl,min} \eta_{pv}(t) \eta_{hach,rat} \quad (7.18)$$

$\eta_{pv}(t)$ est le rendement des panneaux à l'heure t , E_{wt} est l'énergie produite par les éoliennes. À ce stade, elle est calculée ainsi :

$$E_{wt}(t) = P_w(t) \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right) N_{wt} \eta_{red,rat} \quad (7.19)$$

$P_w(t)$ est la puissance instantanée produite à l'heure t quand le vent souffle à une vitesse v prise à une hauteur de 10 mètres au dessus du sol, N_{wt} est le nombre d'éoliennes utilisées et $\eta_{red,rat}$ représente le rendement des redresseurs.

- Après les deux premières étapes préliminaires, l'optimisation effective peut commencer. La capacité nominale du groupe de batteries est fixée comme suit :

$$Cb_n = \frac{Cb_{min}}{DOD} 100 \quad (7.20)$$

La valeur de DOD ici est exprimée en pourcentage

La surface totale optimale photovoltaïque, dans un premier temps, sera évaluée comme suit :

$$S_{pv} = \frac{L_{day,max}}{TCF \eta_{ref} H_{min}} \quad (7.21)$$

$L_{day,max}$ est la valeur maximale de la demande de charge journalière, TCF est un facteur de correction tenant compte de la température (une valeur de 0.8 est prise [78]), et H_{min} représente la valeur minimale du rayonnement solaire horizontal journalier pendant l'année.

Durant cette étape, les données relatives aux vitesses du vent seront extrapolées vers la hauteur du mât de l'éolienne. Pour chaque heure t de l'année, l'énergie totale produite $E_{tot}(t)$ est comparée à la grandeur $(L_t(t)/\eta_{inv}(t))$:

- Si $E_{tot}(t) > (L_t(t)/\eta_{inv}(t))$, les batteries se rechargent avec l'énergie produite en excès.
- Si $E_{tot}(t) < (L_t(t)/\eta_{inv}(t))$, les batteries se déchargent afin de combler la demande de charge.
- Si $E_{tot}(t) = (L_t(t)/\eta_{inv}(t))$, rien ne se produit.

La connaissance de l'état de recharge/décharge des batteries permet de calculer la nouvelle valeur de SOC à chaque heure t de l'année :

$$SOC(t) = [SOC(t-1)(1 - \sigma_{bat})] + \frac{[(E_{tot}(t) - (L_t(t)/\eta_{inv}(t))) \eta_{ch/disch} \eta_{reg, rat}]}{\dot{C}_{bat,n}} \quad (7.22)$$

$\eta_{ch/disch}$ est le rendement de recharge ou de décharge des batteries. Il peut avoir la même valeur dans les deux cas, ou des valeurs différentes. $\dot{C}_{bat,n}$ est la capacité nominale des batteries suivant la température.

À la fin des 8760 heures de l'année, la valeur de $LPSP$ est évaluée :

- Si $LPSP = 0$, une première approximation des valeurs optimales fût atteinte. Cb_n et S_{pv} sont enregistrés pour passer à l'étape suivante, étape qui consiste à diminuer graduellement la valeur de cette dernière jusqu'au minimum qui assure encore la condition $LPSP = 0$
- Si $LPSP \neq 0$, S_{pv} prend une nouvelle valeur, $S_{prl,max}$, et l'optimisation passe à l'augmentation de Cb_n en l'incrémentant à chaque fois d'une unité, et ce jusqu'à atteindre la condition $LPSP = 0$
- La dernière étape consiste à calculer le coût du kWh produit et consommé. L'optimisation du système continue en diminuant encore S_{pv} après avoir incrémenté la valeur de la capacité Cb_n par $Cb_{n,unitaire}$, qui est la capacité nominale unitaire d'une seule batterie. Le processus d'optimisation s'arrêtera si :

- Le rapport entre l'énergie totale demandée par la charge et l'énergie produite pendant une année devient inférieur à 0.8
- Le coût du *kWh* produit et consommé est supérieur à celui calculé durant la session d'optimisation précédente.
- À la fin, les paramètres suivants sont enregistrés :
 - Paramètres d'entrée utilisés.
 - Résultats (pour chaque session d'optimisation) :
 - Surface totale optimale et nombre de panneaux photovoltaïques nécessaires.
 - Nombre de hacheurs et de redresseurs.
 - Puissance nominale en onduleurs.
 - Capacité totale et nombre de batteries.
 - Coût total du système durant son cycle de vie.
 - Énergie totale produite par le système hybride durant une année.
 - Énergie totale consommée durant une année.
 - Coût du kWh produit et consommé.

7.5.2 Configuration des charges à alimenter

Dans la section 7.2, quand nous avons présenté les profils de consommation, nous avons insisté sur les différences qu’il y a entre eux et la nécessité de les prendre en compte lors de l’optimisation du système hybride. Pour ce faire, nous allons considérer 5 groupes (figure 7.24, 7.25 et 7.26, et tableau 7.13), et nous tenons à faire la remarque que pour l’école, la période de “vacances” va être considérée s’étalant durant toute la période chaude, sans prendre en compte les vacances d’automne et de printemps.

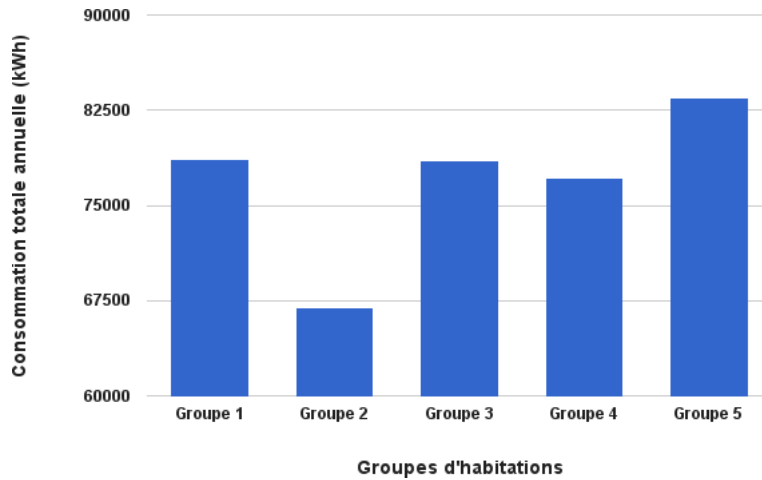


FIGURE 7.24 – Consommations annuelles pour les 5 groupes d’habitations

Groupe	Contenu	Remarques
1	20 maisons avec enfants	Le profil par période sera considéré
2	20 maisons sans enfants	Le profil par période sera considéré
3	20 maisons avec enfants	Le profil simplifié sera considéré
4	15 maisons avec enfants 5 maisons sans enfants 1 école	Pour les maisons et l’école, le profil par période sera considéré
5	15 maisons avec enfants 5 maisons sans enfants 1 école 1 centre de santé	Pour les maisons et l’école, le profil par période sera considéré

TABLE 7.13 – Groupes d’habitations considérés

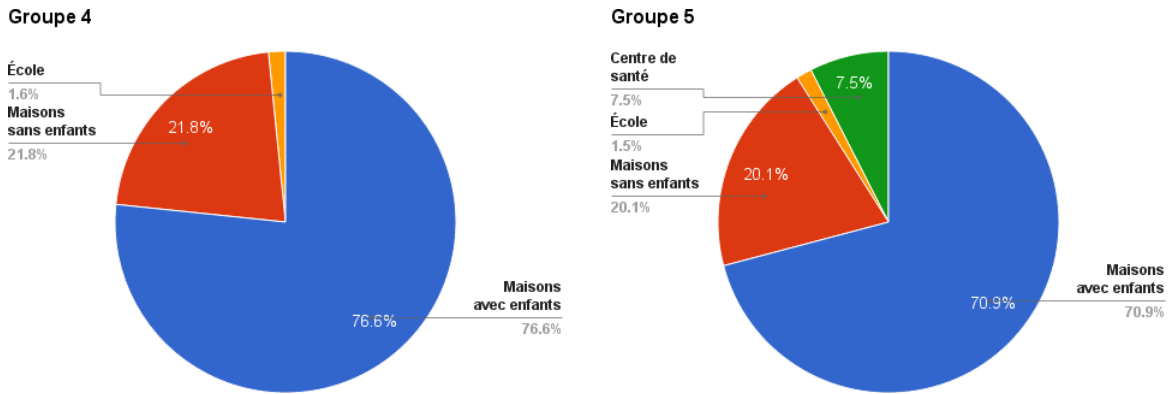


FIGURE 7.25 – Consommation totale journalière en fractions, groupes 4 et 5, profil simplifié

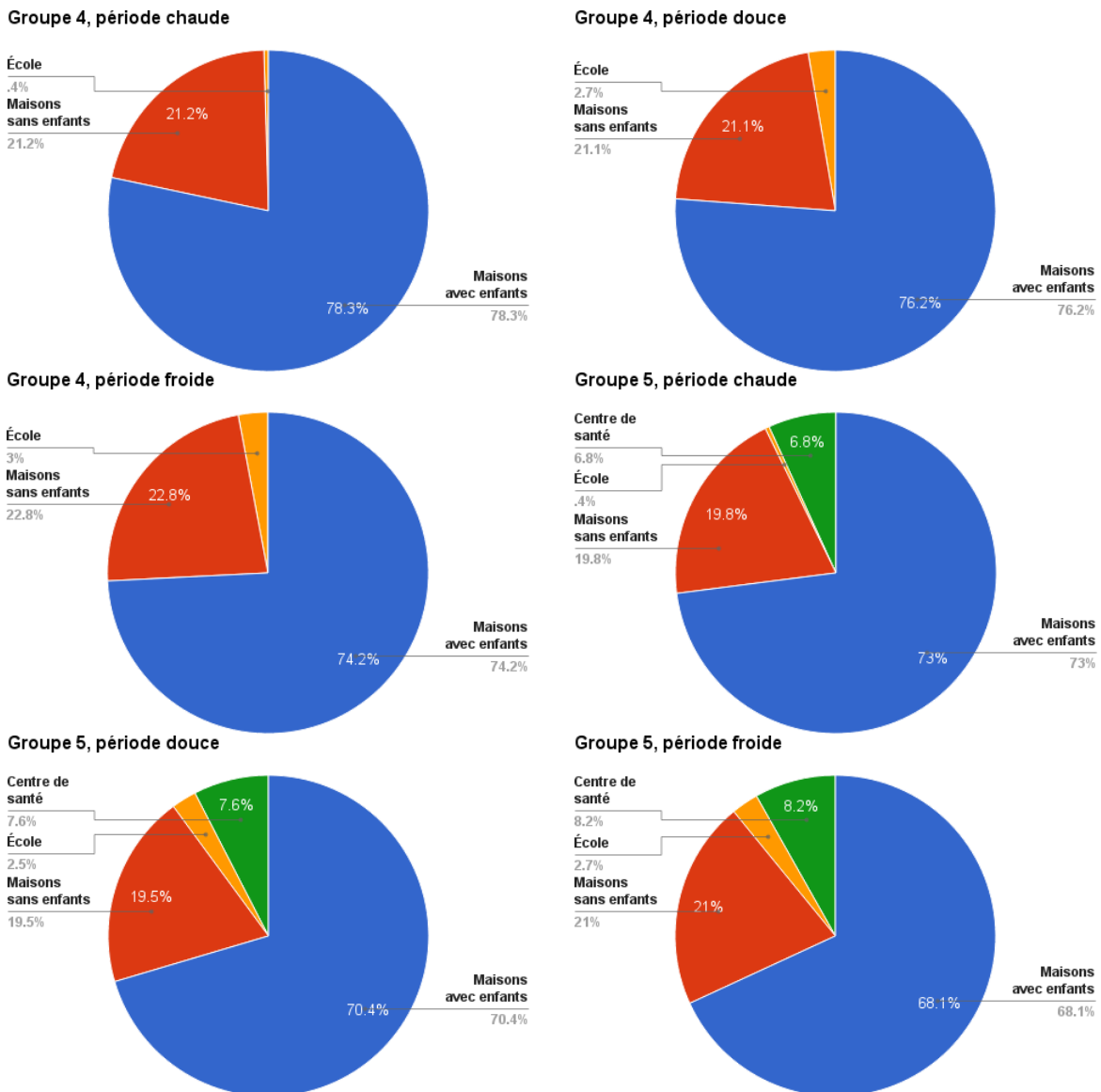


FIGURE 7.26 – Consommation totale journalière en fractions, groupes 4 et 5, profil par période

7.5.3 Application de la méthode d'optimisation

Nous arrivons à la dernière étape de notre travail de recherche, étape consacrée à l'application de la méthode d'optimisation développée pour deux systèmes hybrides PV/éolien : un à El Golea, et un autre à Tindouf. Dans la suite, nous allons analyser l'ensemble des résultats obtenus avant de les interpréter et tirer les conclusions adéquates.

7.5.3.1 Analyse des résultats

Paramètres de base : Dans un premier temps, nous allons seulement nous intéresser à l'effet de la variation des modèles des panneaux photovoltaïques, des éoliennes, ainsi que du changement des groupes d'habitations sur l'opération d'optimisation du dimensionnement du système hybride. Ensuite, nous passerons aux autres paramètres. Ainsi, pour les premiers tests, nous fixons les paramètres de base, et au fur et à mesure que nous avancerons dans nos simulations, et si besoin est, nous indiquerons quel paramètre (ou quels paramètres) parmi les suivants devra changer :

- Inclinaison des panneaux photovoltaïques égale à la valeur de la latitude du lieu choisi.
- Aucune dégradation au niveau du rendement de référence des panneaux photovoltaïque au passage des années.
- Mode mensuelle pour le calcul du rayonnement diffus.
- Une seule turbine éolienne utilisée.
- La hauteur du mât de l'éolienne est fixée à 24 mètres au dessus du sol.
- La valeur de l'exposant de friction $\alpha_f = 0.1$ est constante.
- Coefficient de température pour la capacité des batteries égal à $0.60\%/^{\circ}\text{C}$
- Valeur du paramètre DOD égale à 70%
- Rendement de recharge des batteries constant et égal à 80%, et rendement de décharge égal à 100%
- État de charge des batteries au début de la simulation égal à 100%
- Albédo du sol égal à 20%
- Durée de vie du système hybride $LC = 25$ ans. Pour le régulateur, les hacheurs, les redresseurs et onduleurs, elle est fixée à 10 ans.

Résultats obtenus pour El Golea : Le site de El Golea se trouve dans la région de Gherdaïa. Pour les besoins de l'alimentation en énergie électrique de différents groupements d'habitations isolées, nous allons optimiser le dimensionnement d'un système hybride PV/éolien.

a. Variation des modèles des panneaux PV et éoliennes : En variant les modèles des panneaux photovoltaïques, ainsi que ceux des éoliennes, nous obtenons les résultats représentés sur les figures 7.27, 7.28 et 7.29. En les analysant, nous remarquons que :

- La surface totale des panneaux photovoltaïques S_{pv} nécessaire pour obtenir un système hybride optimal est :
 - Minimale pour les configurations Mono1/WT1 et Mono1/WT2, et ce avec l'ensemble des groupes. Elle varie d'environ 218 m^2 pour Mono1/WT2 avec le 2^{ème} groupe, jusqu'à environ 276 m^2 pour Mono1/WT2 avec le 3^{ème} groupe et Mono1/WT1 avec le dernier groupe.
 - Maximale pour l'ensemble des groupes d'habitations considérés avec la configuration Poly2/WT3.
- En comparant les différents groupes, c'est le 2^{ème} qui nécessite le moins de surface recouverte par des panneaux photovoltaïques afin de satisfaire les conditions d'optimisation ($S_{pv} = 218.11\text{ m}^2$).
- Le nombre de panneaux N_{pv} nécessaires est :
 - Minimal pour l'ensemble des groupes avec la configuration Mono1/WT2, sauf le premier ($N_{pv} = 162$ avec la configuration Mono1/WT1 contre $N_{pv} = 163$ avec la configuration Mono1/WT2).
 - Maximal pour tout les groupes avec la configuration Mono2/WT3.
- C'est avec le 2^{ème} groupe qu'on obtient la valeur la plus faible pour le nombre de panneaux photovoltaïques (131), et c'est avec le 3^{ème} que cette valeur est maximale (244). Il est à noter que pour tout les groupes, c'est la configuration Mono2/WT3 qui nécessite le plus grand nombre de panneaux.
- Le nombre des hacheurs photovoltaïques ne suit pas un schéma logique quand il s'agit de fixer ses extremums, tel que :

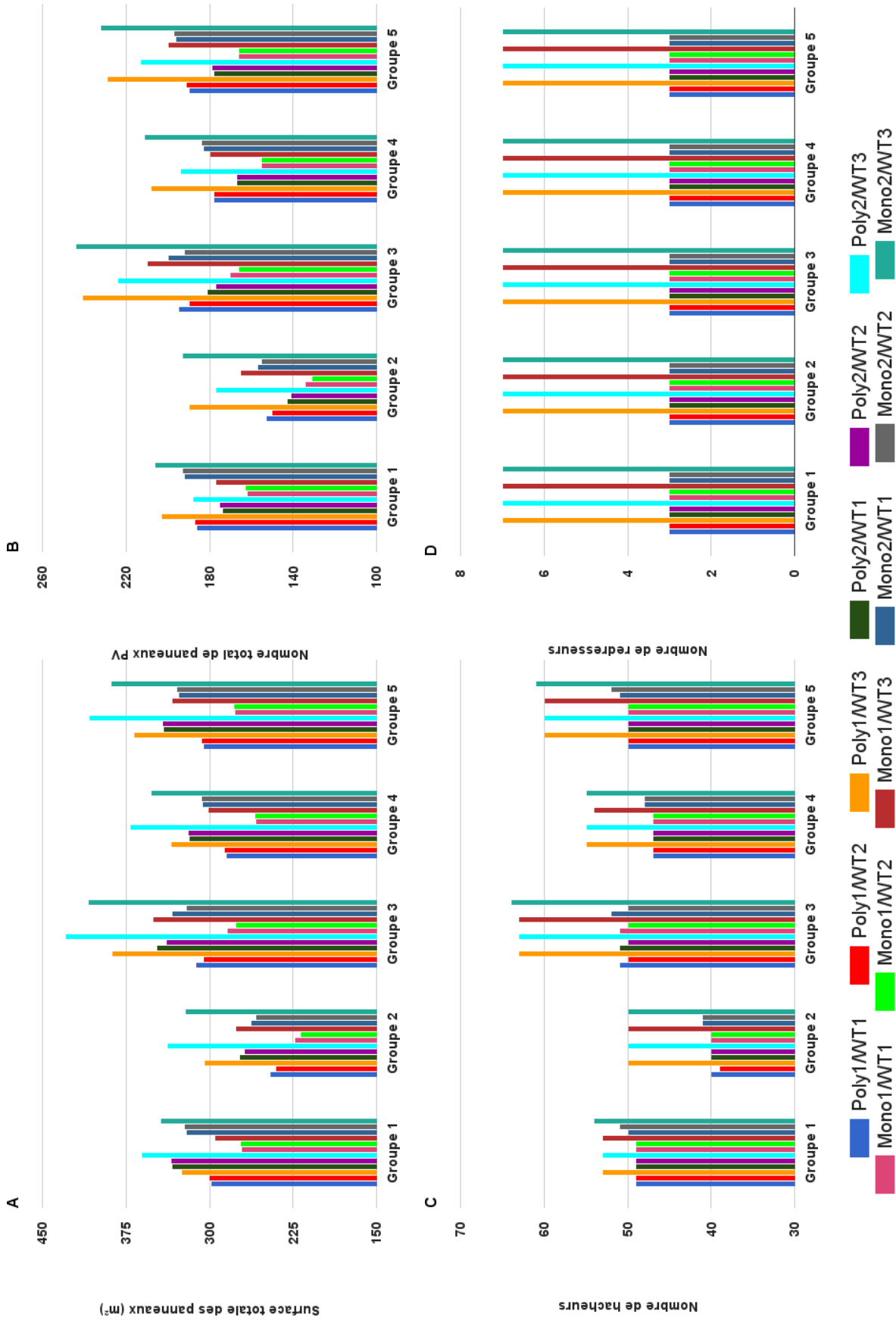


FIGURE 7.27 – (A) variation de la surface photovoltaïque totale optimale, (B) variation du nombre total de panneaux PV, (C) variation du nombre de hacheurs, (D) variation du nombre de redresseurs, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$

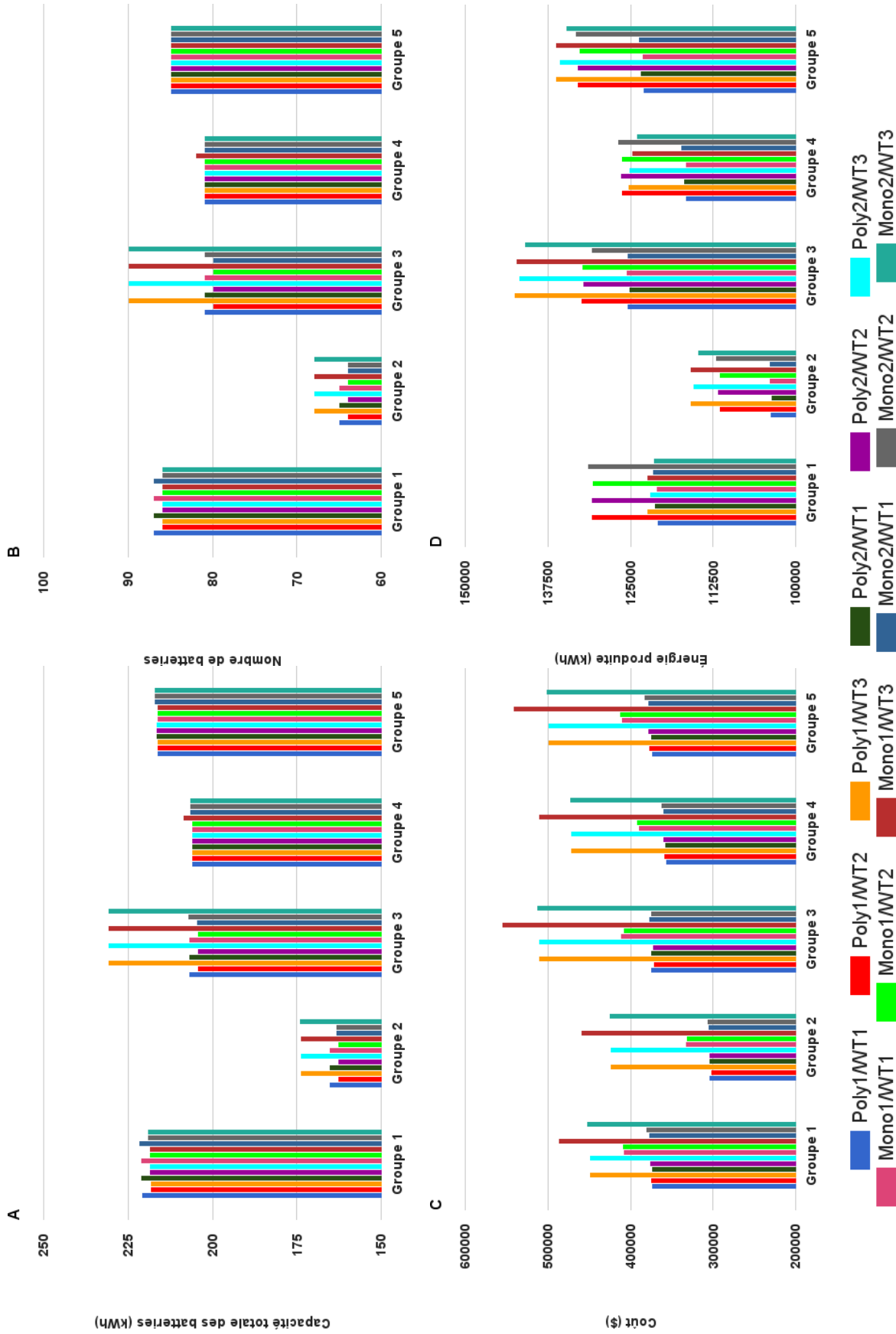


FIGURE 7.28 – (A) variation de la capacité totale des batteries, (B) variation du nombre total de batteries, (C) coût global du système lors de son cycle de vie, (D) énergie totale produite par an, hauteur du mât égale à 24m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$

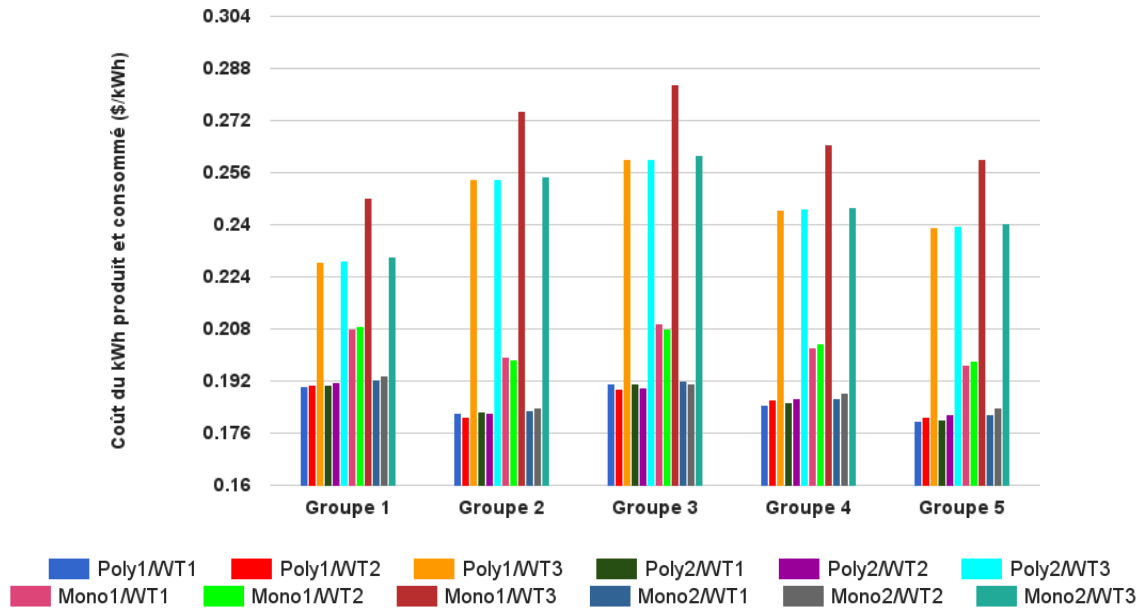


FIGURE 7.29 – Coût du kWh d'électricité produite et consommée, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$

- Pour les minimums, nous avons :
 - 49 hacheurs pour les groupes 1, 4 et 5 avec les configurations Poly1/WT1, Poly1/WT2, Poly2/WT1, Poly2/WT2, Mono1/WT1 et Mono1/WT2.
 - 39 hacheurs pour le groupe 2 avec la configuration Poly1/WT2.
 - 50 hacheurs pour le groupe 3 avec les configurations Poly1/WT2, Poly2/WT2, Mono1/WT2 et Mono2/WT2.
 - Nous remarquons que la configuration Poly1/WT2 intervient à chaque fois quand il s'agit des valeurs minimales.
- Pour les valeurs maximales, nous avons :
 - Groupes 1, 3 et 5 avec la configuration Mono2/WT3.
 - Groupes 2 et 4 avec les configurations Poly1/WT3, Poly2/WT3 et Mono2/WT3 (en ajoutant Mono1/WT3 pour le 2^{ème} groupe).
- Le nombre de redresseurs est constant pour l'ensemble des groupes. Il ne varie qu'en variant la puissance nominale des éoliennes.
- À l'image des hacheurs, la capacité nominale totale des batteries ne suit aucun schéma logique quand il s'agit de repérer les extremums :
 - Pour les valeurs minimales, et en omettant les différences de l'ordre du dixième ou

- centième de kWh, nous avons :
- 218 kWh pour le groupe 1 avec les configurations Poly1/WT2, Poly1/WT3, Poly2/WT2, Poly2/WT3, Mono1/WT2 et Mono1/WT3.
 - 162 kWh pour le groupe 2 avec les configurations Poly1/WT2, Poly2/WT2 et Mono1/WT2.
 - 204 kWh pour le groupe 3 avec les configurations Poly1/WT2, Poly2/WT2, Mono1/WT2 et Mono2/WT1.
 - 206 kWh pour le groupe 4 avec l'ensemble des configurations à part Mono1/WT1.
 - 216 kWh pour le dernier groupe avec l'ensemble des configurations à part celles utilisant le modèle de panneau PV Mono2.
- Pour les valeurs maximales, et en omettant les différences de l'ordre du dixième ou centième de kWh, nous avons :
- 221 kWh pour le premier groupe avec les configurations Poly1/WT1, Poly2/WT1, Mono1/WT1 et Mono2/WT1.
 - 174 kWh pour le groupe 2 avec les configurations Poly2/WT3, Mono1/WT3 et Mono2/WT3.
 - 231 kWh pour le groupe 3 avec la configuration Mono2/WT3.
 - 217 kWh pour le dernier groupe avec les configurations utilisant le modèle de panneau PV Mono2.
- En ce qui concerne le nombre de batteries utilisées :
- Il est minimal dans les situations suivantes :
 - 86 batteries pour le groupe 1 avec toutes les configurations sauf celles utilisant le modèle d'éolienne WT1.
 - 64 batteries pour le groupe 2 avec les configurations Poly1/WT2, Poly2/WT2, Mono1/WT2, Mono2/WT1 et Mono2/WT2.
 - 80 batteries pour le groupe 3 avec les configurations Poly1/WT2, Poly2/WT2, Mono1/WT2 et Mono2/WT1.
 - 81 batteries pour le groupe 4 avec toutes les configurations sauf Mono1/WT3.
 - 85 batteries pour le groupe 5 avec toutes les configurations (donc y a pas vraiment de valeur minimale, ni de valeur maximale).

- Il est maximal dans les situations suivantes :
 - 87 batteries pour le groupe 1 avec toutes les configurations utilisant le modèle WT1.
 - 68 batteries pour le groupe 2, et 90 pour le groupe 3, tout deux avec l'ensemble des configurations utilisant le modèle d'éolienne WT3.
 - 82 batteries pour le groupe 4 avec la configuration Mono1/WT3.
- En analysant le coût total du système hybride au cours de son cycle de vie, nous remarquons qu'il est minimal tantôt avec la configuration Poly1/WT1 (1^{er}, 4^{ème} et 5^{ème} groupes), tantôt avec la configuration Poly1/WT2 (2^{ème} et 3^{ème} groupes), et qu'il est maximal avec la configuration Mono1/WT3 pour l'ensemble des groupes.
- Avec un coût total avoisinant les 302352 \$, c'est le 2^{ème} groupe qui nécessite le moins d'investissement.
- Avec plus de 142 MW d'énergie électrique, c'est le 3^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT3 qui en produit le plus au cours d'une année. Pour le seuil minimal, c'est la configuration Poly2/WT1 du 2^{ème} groupe qui l'atteint (environ 103 MW/an).
- Le coût du kWh d'énergie électrique produite et consommée $Cost_{kWh}$ est minimale pour le 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT1 (0.1797 \$/kWh), et est maximale pour le 3^{ème} groupe avec la configuration Mono1/WT3 (0.2829 \$/kWh).

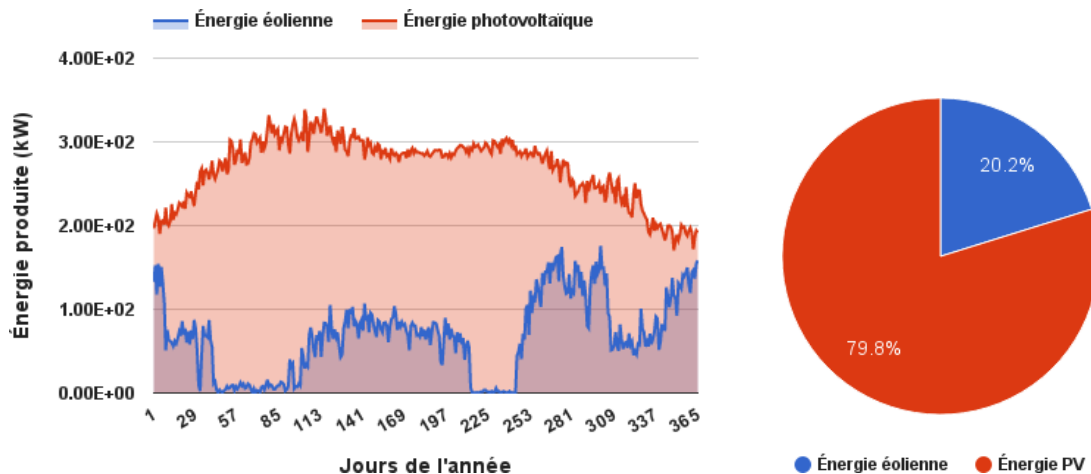


FIGURE 7.30 – 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT1, hauteur du mât égale à 24 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite)

- En analysant les énergies et taux de participation de chaque sous système (générateur photovoltaïque et éolienne) dans la production totale annuelle d'énergie électrique (figure 7.30), et ce pour la configuration Poly1/WT1 du 5^{eme} groupe (celle qui possède la valeur minimale pour $Cost_{kWh}$), nous remarquons que le coté énergie solaire photovoltaïque domine, et que la production éolienne est très faible, voir presque nulle, durant certaines périodes de l'année.

Dans le tableau 7.14 nous résumons les configurations optimales obtenues pour chaque groupe. Nous nous concentrons seulement sur le générateur photovoltaïque et les batteries, ainsi que le coût du kWh produit et consommé.

Groupe	Configuration optimale	S_{pv} (m ²)	N_{pv}	C_b (kWh)	N_b	$Cost_{kWh}$ (\$/kWh)
1	Poly1/WT1	298.50	186	221.03	87	0.1902
2	Poly1/WT2	240.47	150	162.73	64	0.1808
3	Poly1/WT2	305.67	190	204.53	80	0.1896
4	Poly1/WT1	285.33	178	206.02	81	0.1848
5	Poly1/WT1	305.13	190	216.41	85	0.1797

TABLE 7.14 – Configurations optimales pour les 5 groupes d'habitations, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$

b. Variation de la hauteur du mât : Nous allons exploiter les résultats précédemment obtenus pour étudier l'effet de la variation de la hauteur du mât de l'éolienne sur l'opération d'optimisation. En sélectionnant la configuration Poly1/WT1, avec les groupes 1, 4 et 5, et la configuration Poly1/WT2 avec les groupes 2 et 3 (celles qui ont donné les valeurs les plus faibles de $Cost_{kWh}$ durant les premiers tests), nous allons varier la hauteur des deux modèles d'éoliennes utilisées : 24, 32 et puis 40 mètres au dessus du sol. Les résultats obtenus sont représentés sur les figures 7.31, 7.32 et 7.33. En les analysant, nous remarquons que :

- La surface totale et le nombre des panneaux photovoltaïques ne subissent presque aucune grande variation lorsqu'on augmente la hauteur du mât des éoliennes choisies. Pour le premier et dernier groupes, S_{pv} reste constante pour les trois hauteurs. Pour le deuxième et quatrième groupes, elle diminue de l'ordre de 1 m² lorsqu'on augmente la hauteur de 24 à 32 mètres, pour ensuite rester stable. Pour le troisième groupe,

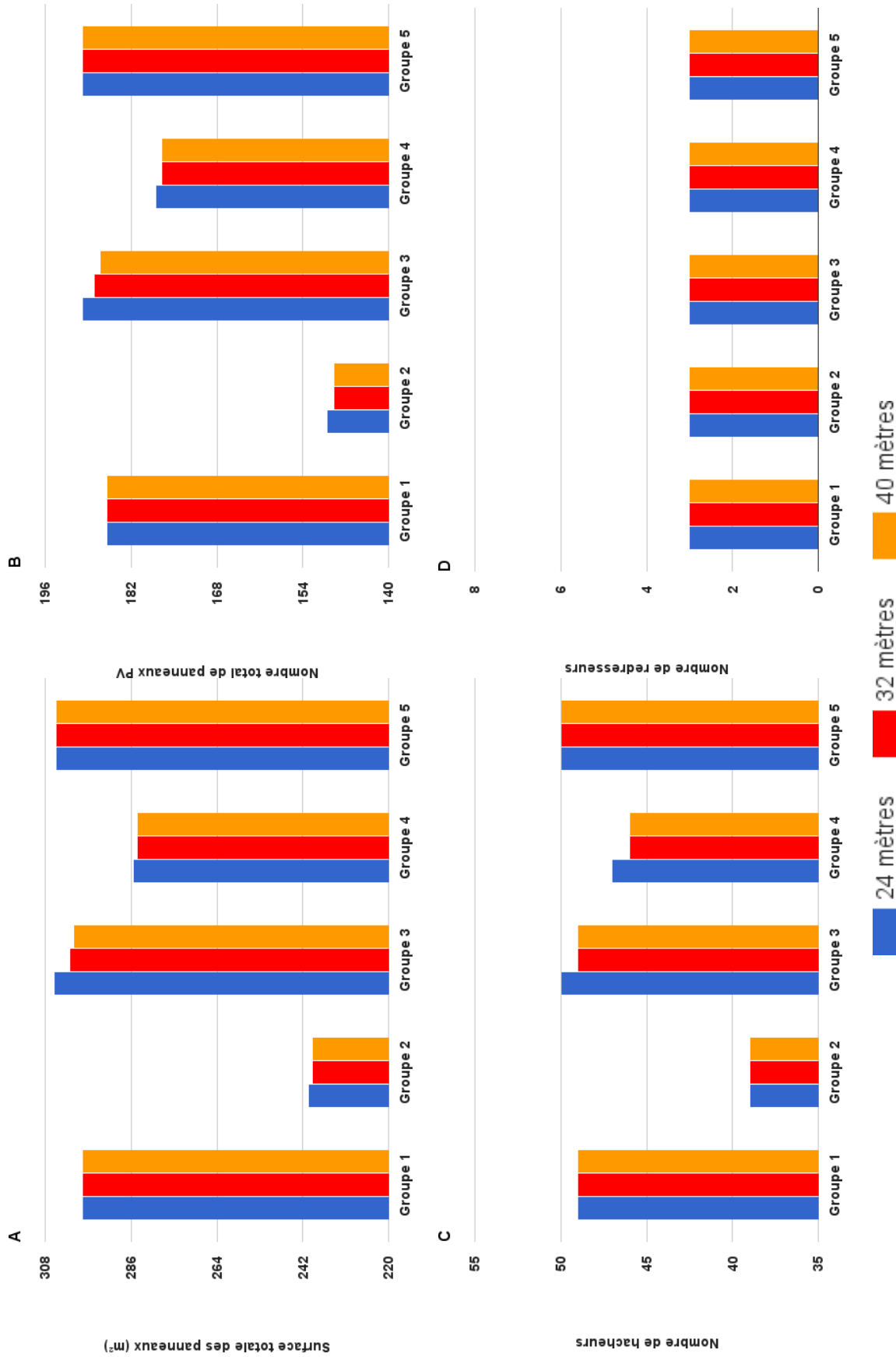


FIGURE 7.31 – Configuration Poly1/WT1 pour les groupes 1, 4 et 5, et configuration Poly1/WT2 pour les groupes 2 et 3 : (A) variation de la surface photovoltaïque totale, (B) variation du nombre total de panneaux PV, (C) variation du nombre de hacheurs, (D) variation du nombre de redresseurs

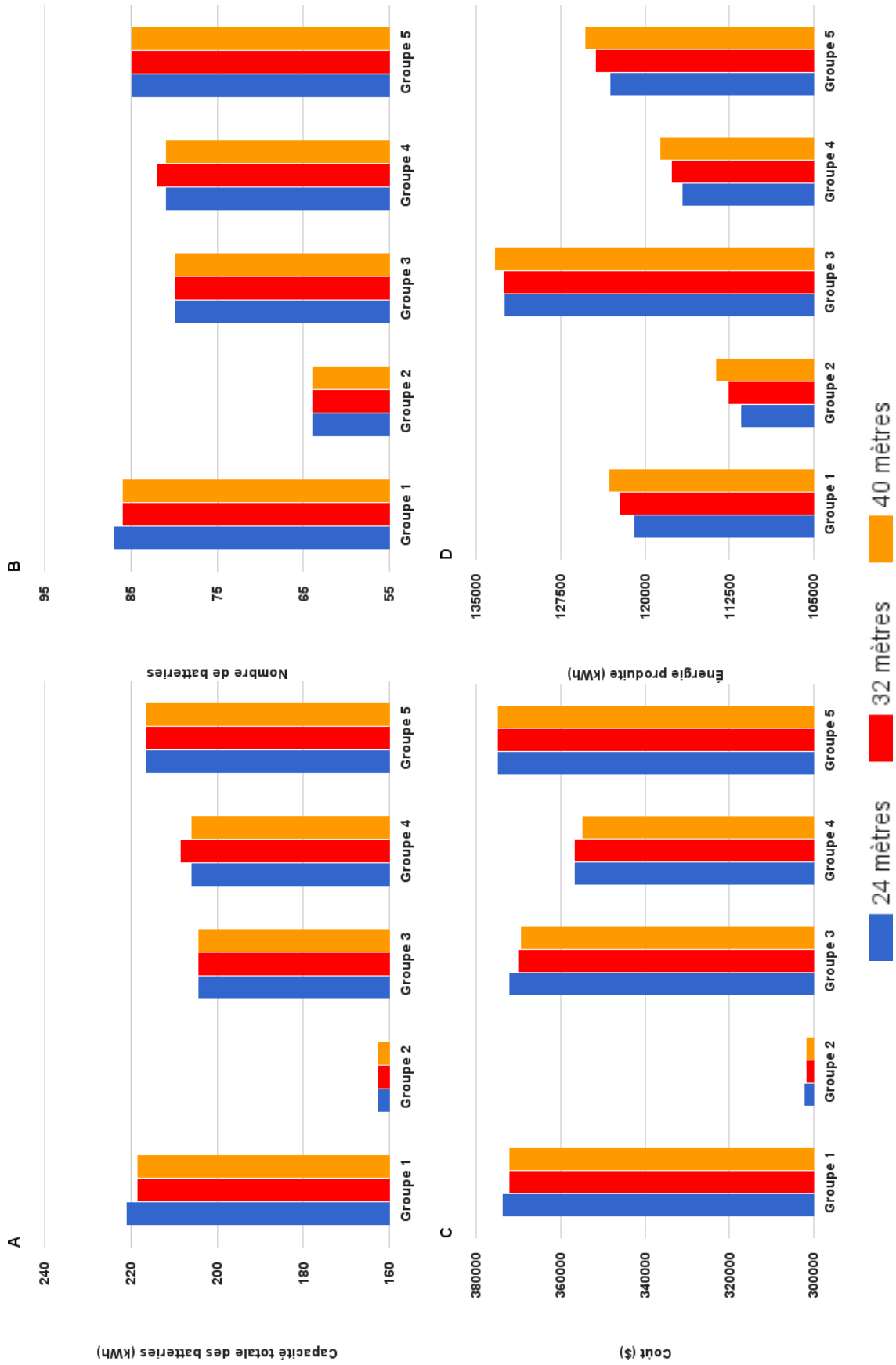


FIGURE 7.32 – Configuration Poly1/WT1 pour les groupes 1, 4 et 5, et configuration Poly1/WT2 pour les groupes 2 et 3 : (A) variation de la capacité totale des batteries, (B) variation du nombre total de batteries, (C) coût global du système lors de son cycle de vie, (D) énergie totale produite par an

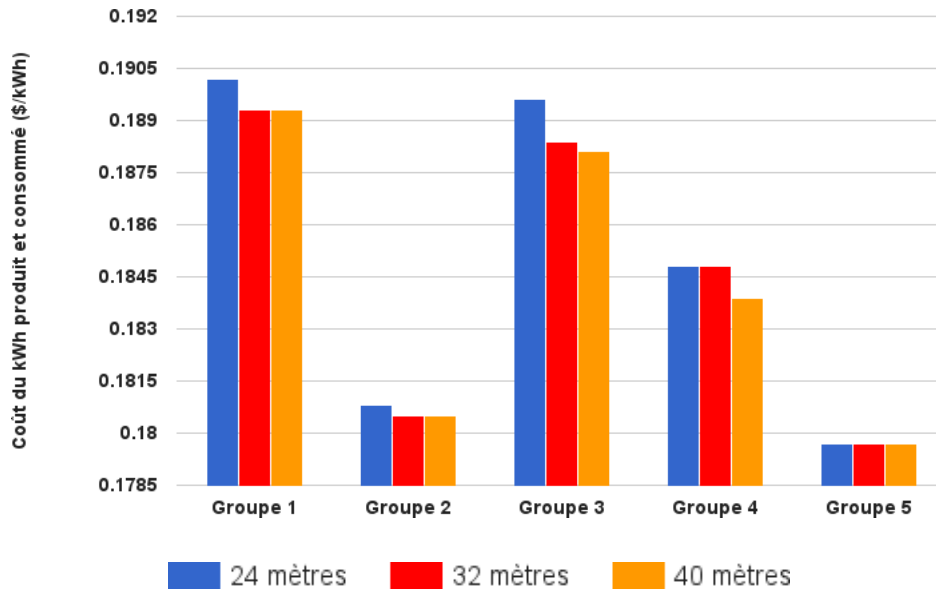


FIGURE 7.33 – Configuration Poly1/WT1 pour les groupes 1, 4 et 5, et configuration Poly1/WT2 pour les groupes 2 et 3 : coût du kWh d'électricité produite et consommée

S_{pv} diminue d'environ 5 m^2 lorsqu'on augmente la hauteur de 24 à 40 mètres (cela est naturellement accompagné par une diminution du nombre de panneaux).

- Le nombre de hacheurs suit l'évolution de N_{pv} , tel qu'il diminue toujours avec la diminution du nombre de panneaux utilisés, sauf pour le 2^{ème} groupe où il reste constant malgré l'augmentation de la hauteur du mât.
- Le nombre de redresseurs est constant dans toutes les situations.
- La capacité totale des batteries est constante dans toutes les situations pour les groupes 2, 3 et 5. Pour le 1^{er} groupe, elle diminue lorsque la hauteur passe de 24 à 32 mètres, tandis qu'elle augmente dans la même situation pour le 4^{ème} groupe, pour après diminuer lorsque la hauteur atteint les 40 mètres (alors qu'elle reste constante pour le 1^{er} groupe). Même remarque pour le nombre de batteries.
- Le coût total du système hybride pendant son cycle de vie diminue faiblement en fonction de l'augmentation de la hauteur du mât, particulièrement de 24 à 32 mètres, pour l'ensemble des groupes, sauf le dernier où il demeure constant.
- L'énergie électrique totale produite par le système hybride en une année tend à augmenter en fonction de l'augmentation de la hauteur du mât.
- Le coût du kWh produit et consommé atteint sa valeur la plus faible ($0.1797 \text{ \$/kWh}$)

avec la configuration Poly1/WT1 pour le 5^{eme} groupe, avec toutes les hauteurs de mât envisageables. Pour le reste des groupes, ce coût avoisine les 0.18\$/kWh dès qu'on augmente la hauteur de 24 à 32 mètres.

- En ce qui concerne la configuration qui offre la valeur la plus faible pour $Cost_{kWh}$, Poly1/WT1 avec le groupe 5 et une hauteur de mât égale à 40 m au dessus du sol, les parts des énergies produites par chaque sous système sont représentées sur la figure 7.34. Nous remarquons que par rapport à la figure 7.30, la part de l'énergie éolienne produite n'a pas grandement augmenté.

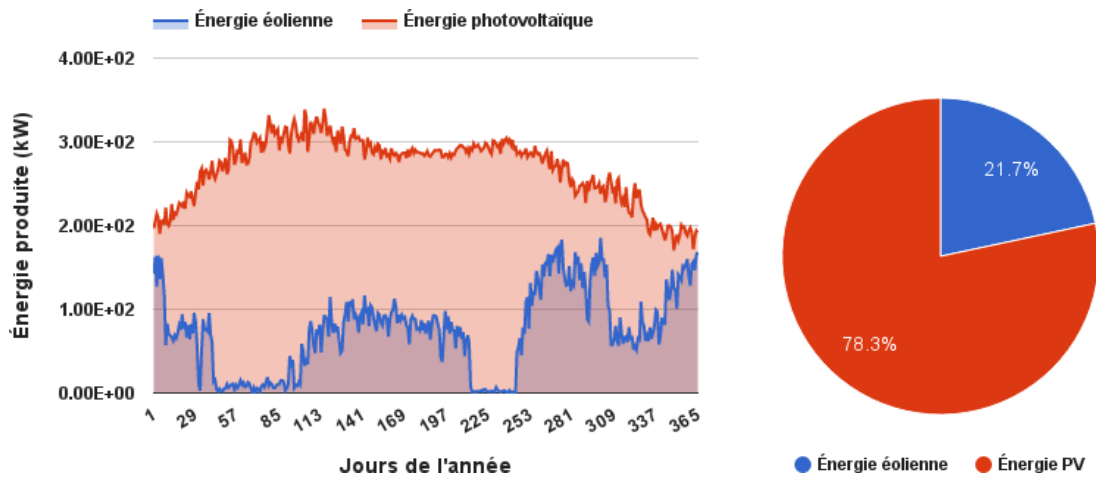


FIGURE 7.34 – 5^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, hauteur du mât égale à 40 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite)

Dans le tableau 7.15 nous résumons les paramètres optimaux obtenues pour chaque groupe.

Groupe	S_{pv} (m ²)	N_{pv}	C_b (kWh)	N_b	$Cost_{kWh}$ \$/kWh
1	298.50	186	218.46	86	0.1893
2	239.47	149	162.73	64	0.1805
3	300.67	187	204.53	80	0.1881
4	284.33	177	206.02	81	0.1839
5	305.13	190	216.41	85	0.1797

TABLE 7.15 – Configuration Poly1/WT1 pour les groupes 1, 4 et 5, et configuration Poly1/WT2 pour les groupes 2 et 3, hauteur du mât égale à 40 m : paramètres optimaux

c. Variation du nombre d'éoliennes : Jusqu'à présent, coté éolien, nous avons seulement analysé l'effet du changement du modèle de la turbine ainsi que la hauteur de son mât, sur l'opération d'optimisation. Maintenant, tout en sélectionnant les configurations qui donnent les extremums quand il s'agit de coût de kWh produit et consommé : 5^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1 et 3^{eme} groupe avec la configuration Mono1/WT3, nous allons varier le nombre de turbines éoliennes ($N_w = 1, 2$ et puis 3) avec une hauteur du mât égale à 40 m. Les résultats obtenus sont représentés sur les figures 7.35, 7.36 et 7.37. En les analysant, nous remarquons que :

- Pour le 5^{eme} groupe :
 - En augmentant le nombre d'éoliennes utilisées, $Cost_{kWh}$ augmente aussi. Toutefois, la surface totale des panneaux photovoltaïques, leur nombre, et le nombre de hacheurs, subissent une baisse. Pour les batteries, nous remarquons qu'aucun changement ne se produit.
 - Le nombre de redresseurs augmente avec l'augmentation du nombre d'éoliennes.
 - Le coût total du système, ainsi que l'énergie électrique produite durant l'année, augmentent considérablement lorsqu'on ajoute plus de turbines éoliennes au système hybride.
- Pour le 3^{eme} groupe :
 - En augmentant la valeur de N_w , $Cost_{kWh}$ augmente aussi.
 - La valeur de la surface totale des panneaux photovoltaïques chute brusquement lorsqu'on passe de $N_w = 1$ à $N_w = 2$. Ensuite, elle continue à chuter mais d'une façon moins remarquable. Même chose pour leur nombre.
 - Le nombre de hacheurs diminue en fonction de l'augmentation du nombre d'éoliennes.
 - Le nombre de redresseurs augmente avec l'augmentation du nombre d'éoliennes.
 - La capacité totale des batteries augmente, donc leur nombre aussi (sauf entre $N_w = 1$ et $N_w = 2$ où il reste constant).
 - Le coût total du système hybride, ainsi que l'énergie produite par ce dernier au cours d'une année, connaissent une forte hausse à chaque que la valeur de N_w augmente.

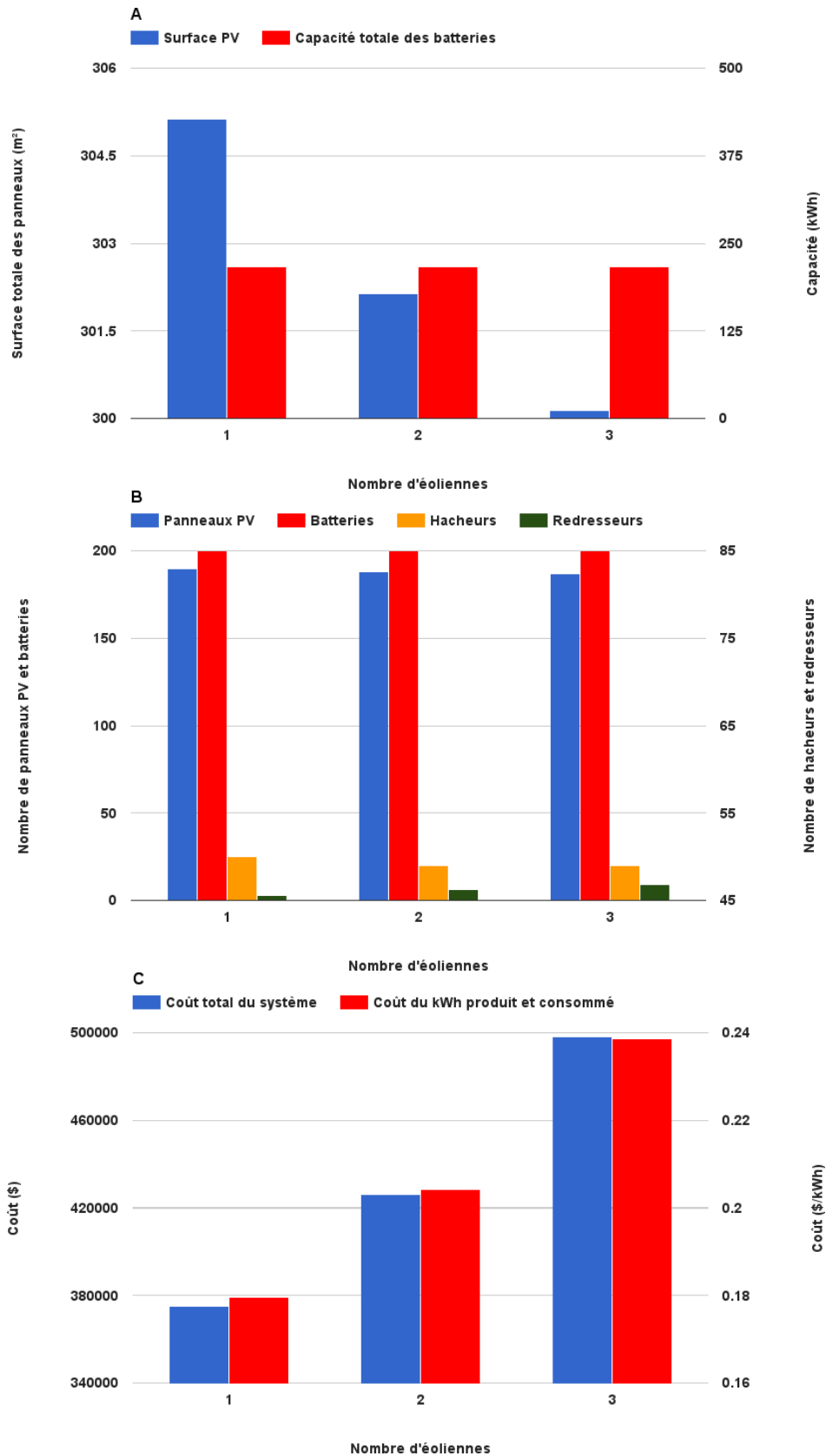


FIGURE 7.35 – 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT1, hauteur du mât égale à 40 m : (A) surface PV et capacité des batteries, (B) nombres de panneaux, batteries, hacheurs et redresseurs, (C) coût total du système et coût du kWh produit et consommé

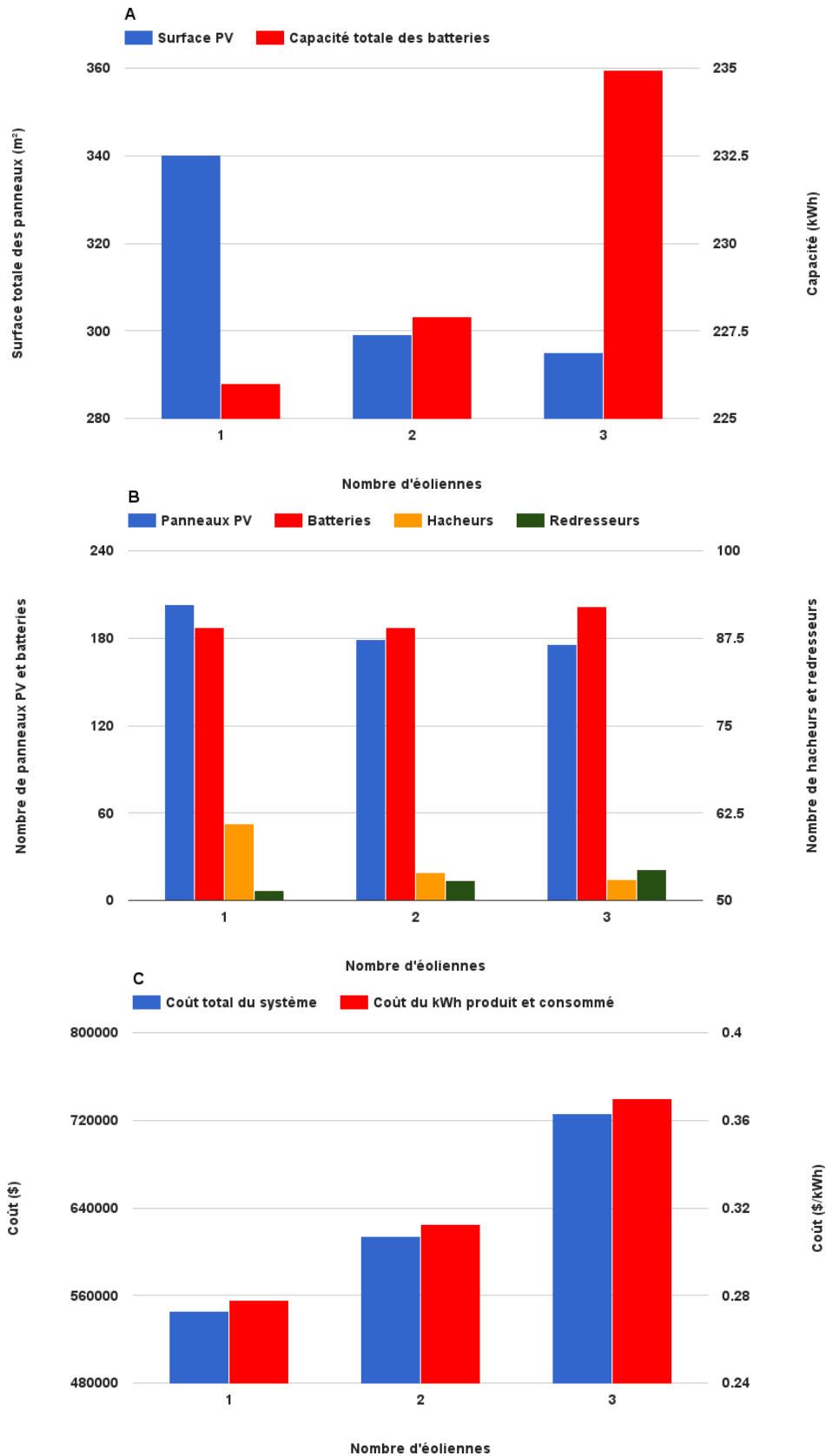


FIGURE 7.36 – 3^{eme} groupe avec la configuration Mono1/WT3, hauteur du mât égale à 40 m : (A) surface PV et capacité des batteries, (B) nombres de panneaux, batteries, hacheurs et redresseurs, (C) coût total du système et coût du kWh produit et consommé

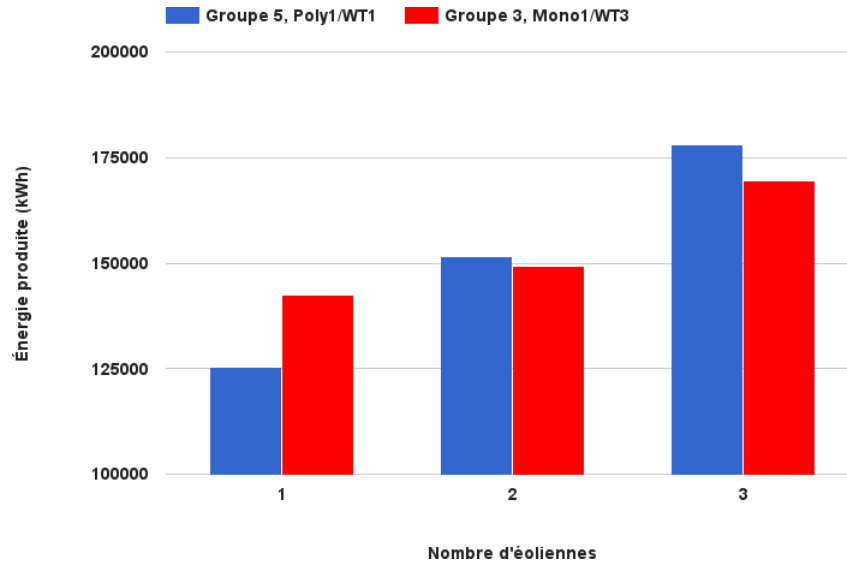


FIGURE 7.37 – Énergie produite au cours de l'année, hauteur du mât égale à 40 m

d. Variation de l'exposant de friction : Dans l'ensemble des simulations effectuées jusqu'à maintenant, nous considérons à chaque reprise que l'exposant de friction α_f était constant tout au long de l'année. Cependant, comme nous l'avons déjà expliqué dans le 4^{ème} chapitre, cette approximation n'est pas toujours juste. En réalité, α_f est lié à la longueur de rugosité du sol Z_0 , elle-même liée à la variation de la vitesse du vent. N'ayant pas des mesures pour évaluer ce coefficient pour chaque heure de l'année, nous allons utiliser les relations 4.52, 4.53 et 4.58 pour le calculer (par la méthode de NEWTON-RAPHSON).

En prenant les mêmes exemples que le cas précédent, le cinquième groupe avec la configuration Poly1/WT1, et le troisième groupe avec la configuration Mono1/WT3, tout deux utilisant une seule éolienne ($N_w = 1$) à une hauteur égale à 40 mètres, nous avons obtenu les résultats représentés sur les figures 7.38, 7.39 et 7.40. En les analysant, et en les comparant avec les cas où la valeur de l'exposant de friction est considérée constante, nous remarquons que :

- Les valeurs de la surface des panneaux photovoltaïques, leur nombre ainsi que celui des hacheurs, diminuent par rapport aux résultats obtenus lorsqu'on considérait α_f comme constant. Il est à noter que cette diminution est plus remarquable pour le 3^{ème} groupe, qu'elle ne l'est pour le 5^{ème}.
- La capacité totale des batteries, et leur nombre, demeurent constants pour le 5^{ème}

groupe entre le cas où α_f est fixe et où il est variable. Cependant, ils diminuent pour le troisième groupe.

- Aucun changement n'est à coter au niveau du nombre de redresseurs.
- Le coût totale du système, dans les deux cas, diminue. Ceci implique que le coût de l'électricité produite et consommée va connaître une baisse.

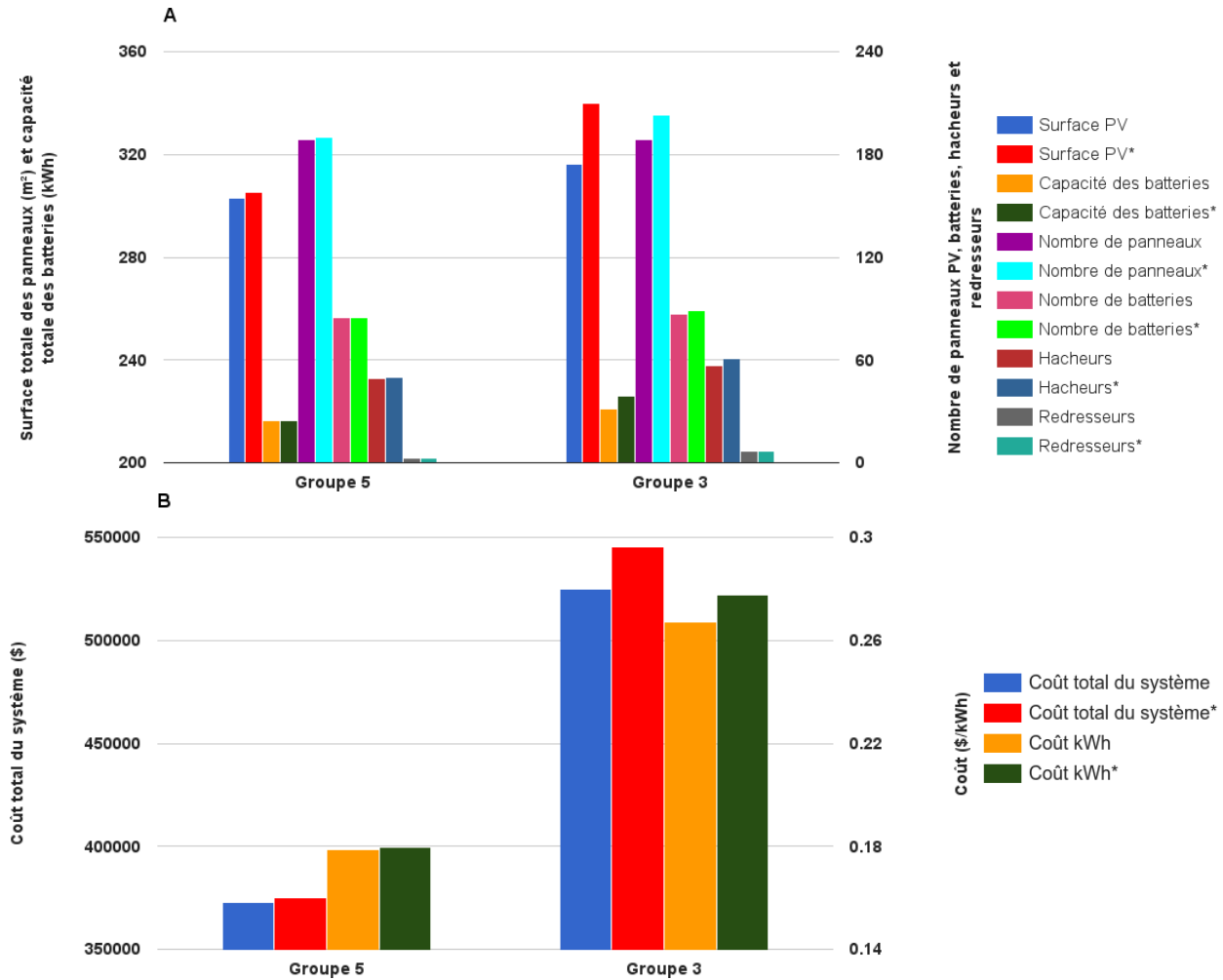


FIGURE 7.38 – 5^{eme} groupe avec la configuration Poly1/WT1, 3^{eme} groupe avec la configuration Mono1/WT3, $N_w = 1$ et hauteur du mât égale à 40 m. Le signe * désigne le cas où α_f a une valeur constante : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux), capacité des batteries (et leur nombre), ainsi que le nombre de hacheurs et redresseurs, (B) coût total du système et coût du kWh produit et consommé

- Pour les deux groupes, la part de l'énergie produite par le sous-système éolien pendant l'année augmente lorsqu'on considère que le paramètre α_f est variable. Cette augmentation est plus remarquable pour le 3^{eme} groupe.

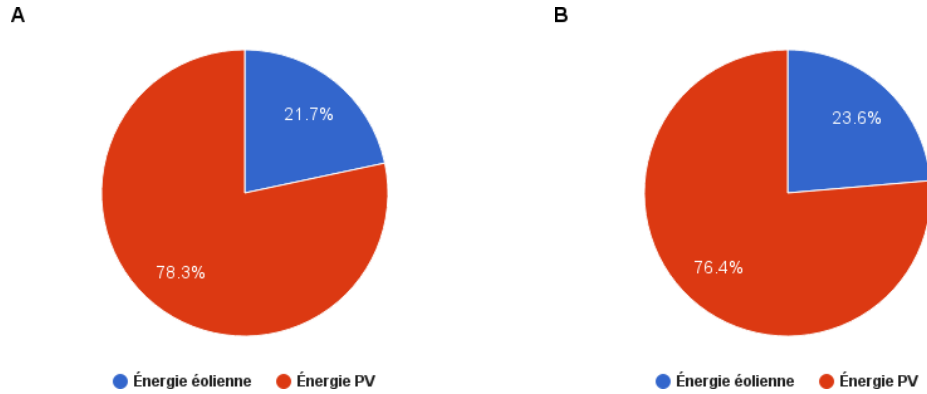


FIGURE 7.39 – 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT1, hauteur du mât égale à 40 m : taux de participation de chaque sous-système, (A) pour le cas α_f constant et (B) pour le cas α_f variable

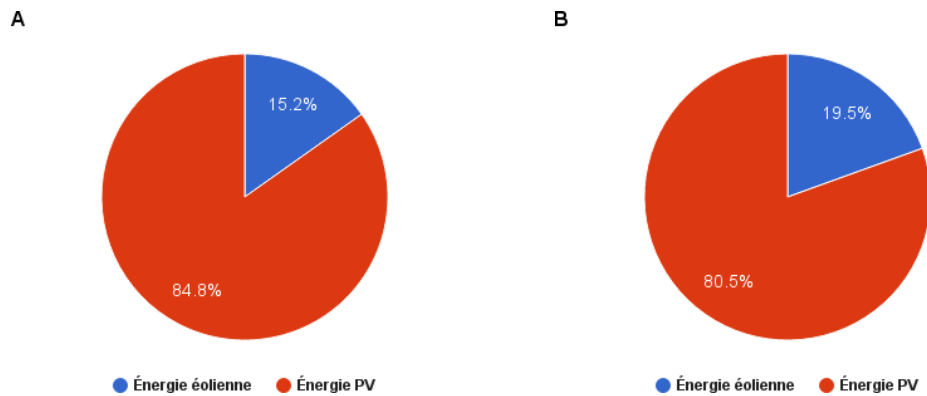


FIGURE 7.40 – 3^{ème} groupe avec la configuration Mono1/WT3, hauteur du mât égale à 40 m : taux de participation de chaque sous-système, (A) pour le cas α_f constant et (B) pour le cas α_f variable

e. Influence du mode de génération du rayonnement diffus : L'étude que nous avons menée dans une précédente section pour analyser les modèles de génération du rayonnement diffus a montré que, d'une part, les modèles anisotropes donnaient de meilleurs résultats et, d'autre part, qu'aucun modèle ne pouvait être le plus performant durant toute l'année. Jusqu'à présent, nous avons choisi le mode mensuel de génération de rayonnement diffus (voir tableau 7.4). Afin d'analyser l'effet de ce choix sur les résultats de l'optimisation du dimensionnement du système hybride, nous allons considérer le 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT1 (celui qui a donné lors des premiers tests le plus bas coût du kWh produit et consommé), et générer le rayonnement diffus seulement avec un seul modèle répété pendant tout les mois de l'année : modèle de KLUSHER, puis le modèle de GUEYMARD. Il est à noter

qu'on a prit $N_w = 1$, la hauteur du mât égale à 24 mètres et le coefficient de friction fixe pendant toutes les heures de l'année ($\alpha_f = 0.1$).

Les résultats qui nous intéressent le plus concernent le générateur photovoltaïque, les batteries et le coût du kWh produit et consommé (figure 7.41). Nous remarquons que :

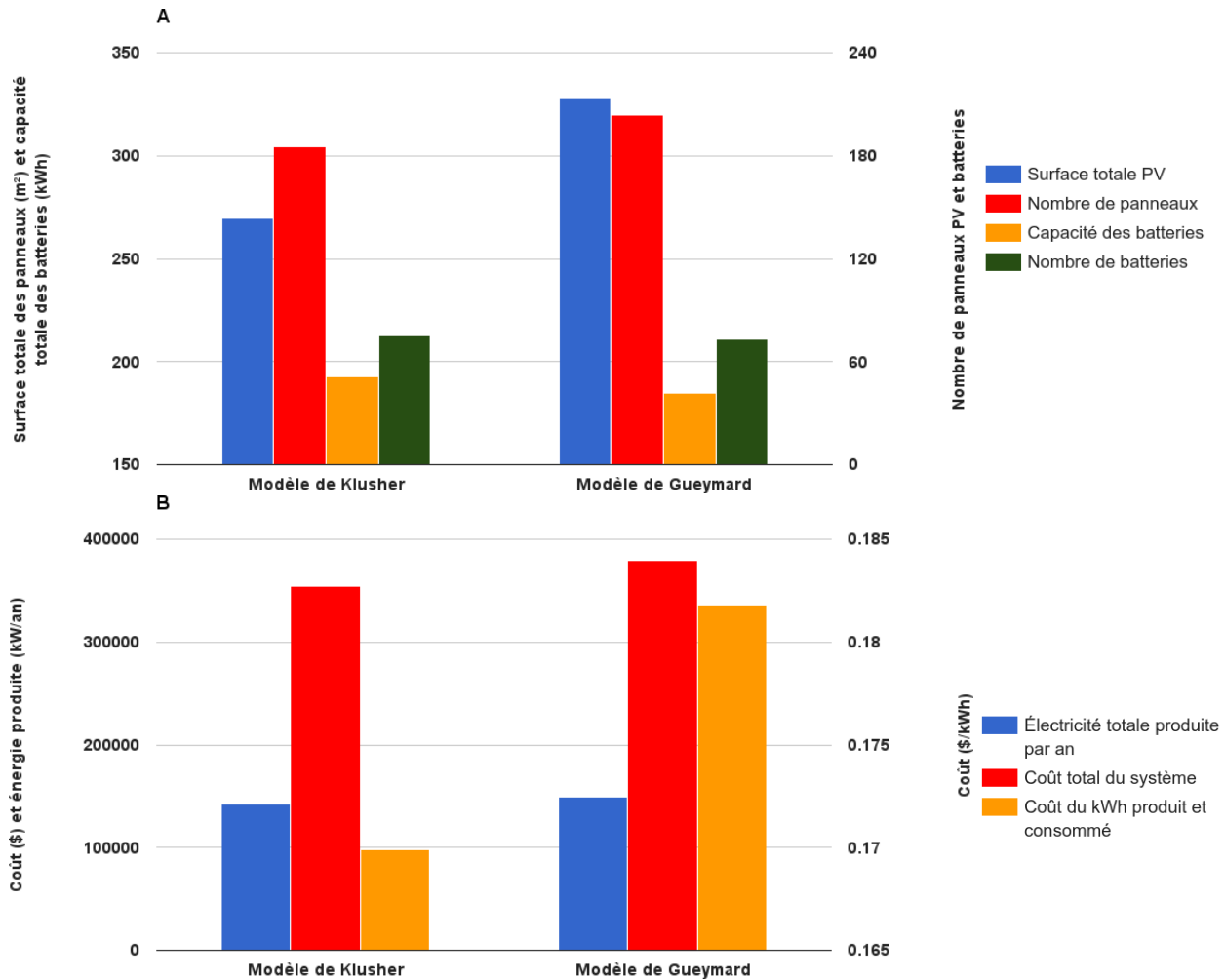


FIGURE 7.41 – 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT1, une seule éolienne et hauteur du mât égale à 24 m : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux) et capacité des batteries (et leur nombre), (B) énergie produite par an, coût total du système et coût du kWh produit et consommé

- En répétant le modèle de KLUSHER pendant les 365 jours de l'année, de faibles changements se produisent au niveau des paramètres quand nous comparons ce cas là avec celui utilisant le mode de génération mensuelle pour le rayonnement diffus.
- En répétant le modèle de GUEYMARD pour tout les mois de l'année, et en comparant les résultats de cette simulation avec ceux obtenus lors des premiers tests (génération

mensuelle pour le rayonnement diffus), aucun changement notable n'est à signaler.

f. Influence du paramètre DOD : Le paramètre DOD , qui contrôle la profondeur de décharge des batteries, est très important pour le bon fonctionnement de ces dernières. Dans toutes les simulations qui ont précédé, ce paramètre avait comme valeur 70%. Afin d'analyser l'effet qu'il a sur l'opération d'optimisation du dimensionnement du système hybride, nous allons diminuer sa valeur, puis l'augmenter de 5%, et c'est le 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT1 (une seule éolienne à 24 mètres) qui va être utilisé pour tester l'effet de la variation du paramètre DOD .

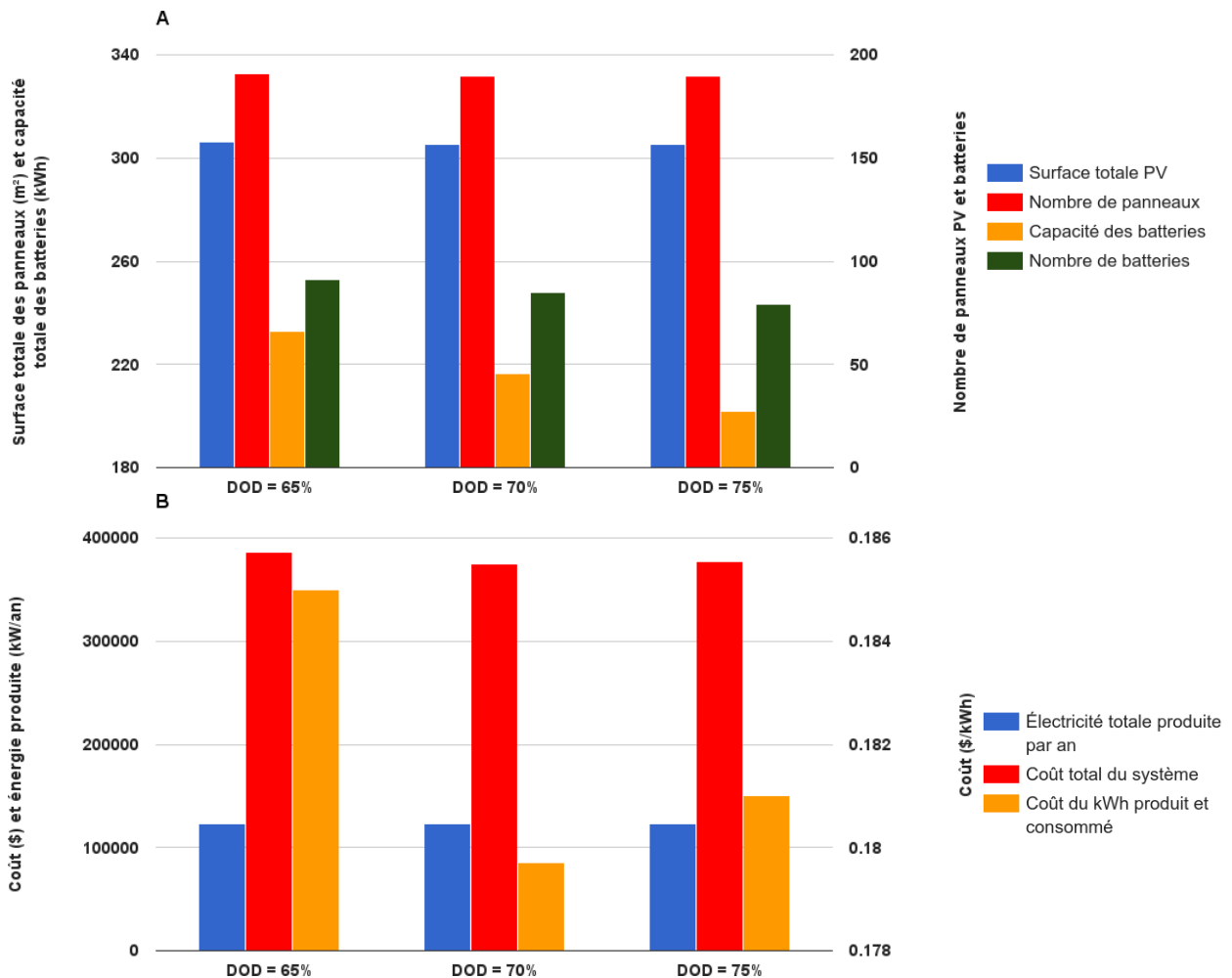


FIGURE 7.42 – 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT1, une seule éolienne, hauteur du mât égale à 24 m, et DOD variable : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux) et capacité des batteries (et leur nombre), (B) énergie produite par an, coût total du système et coût du kWh produit et consommé

En nous concentrant spécialement sur le générateur photovoltaïque, les batteries, ainsi que le coût $Cost_{kWh}$, nous avons résumé les résultats dans la figure 7.42. En les analysant, nous remarquons que :

- En prenant $DOD = 65\%$, nous constatons que le coût du kWh produit et consommé augmente. Même remarque pour la capacité des batteries et la surface totale du générateur photovoltaïque.
- En prenant $DOD = 75\%$, le coût du kWh produit et consommé augmente aussi, mais reste inférieur à celui obtenu avec $DOD = 65\%$. La surface des panneaux photovoltaïques, et leur nombre, sont égaux par rapport au cas où $DOD = 70\%$, mais la capacité totale nécessaire des batteries, quand à elle, a considérablement diminué (environ 216 kWh pour $DOD = 70\%$, à environ 201 kWh pour $DOD = 75\%$)
- Avec un $DOD = 65\%$, l'énergie totale produite par an a légèrement augmenté par rapport à celle obtenue en considérant $DOD = 70\%$

Résultats obtenus pour Tindouf : Le site de Tindouf se trouve au Sud-Ouest de l'Algérie. Pour les besoins de l'alimentation en énergie électrique de différents groupements d'habitations dans un site isolé se trouvant dans cette région, nous allons optimiser le dimensionnement d'un système hybride PV/éolien.

a. Variation des modèles des panneaux PV et éoliennes : en variant les modèles des panneaux photovoltaïques, ainsi que les éoliennes, nous obtenons les résultats représentés sur les figures 7.43, 7.44 et 7.45. En les analysant, nous remarquons que :

- La surface totale des panneaux photovoltaïques nécessaire pour obtenir un système hybride optimal est :
 - minimale pour les configurations Poly1/WT2, Mono1/WT1 et Mono1/WT2, et ce avec l'ensemble des groupes. Cependant, cette dernière configuration offre les valeurs les plus faibles pour S_{pv} avec le groupe 1 (242 m²), groupe 2 (217 m²), groupe 3 (287 m²) et groupe 5 (277 m²), alors que pour le 4^{ème} groupe c'est la configuration Mono1/WT1 qui nécessite la valeur la plus faible pour la surface totale photovoltaïque (216 m²).

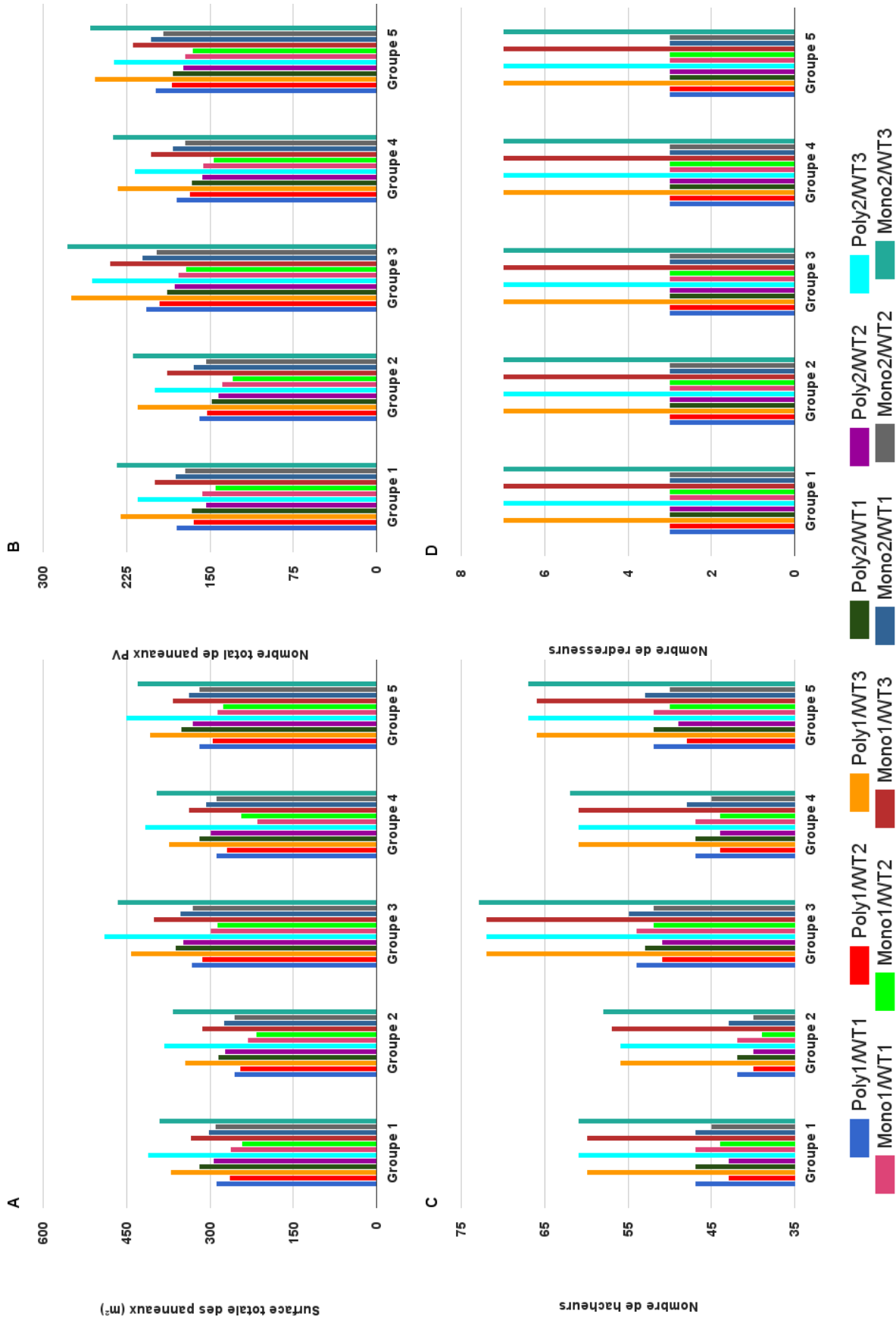


FIGURE 7.43 – (A) variation de la surface photovoltaïque totale optimale, (B) variation du nombre total de panneaux PV, (C) variation du nombre de hacheurs, (D) variation du nombre de redresseurs, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$

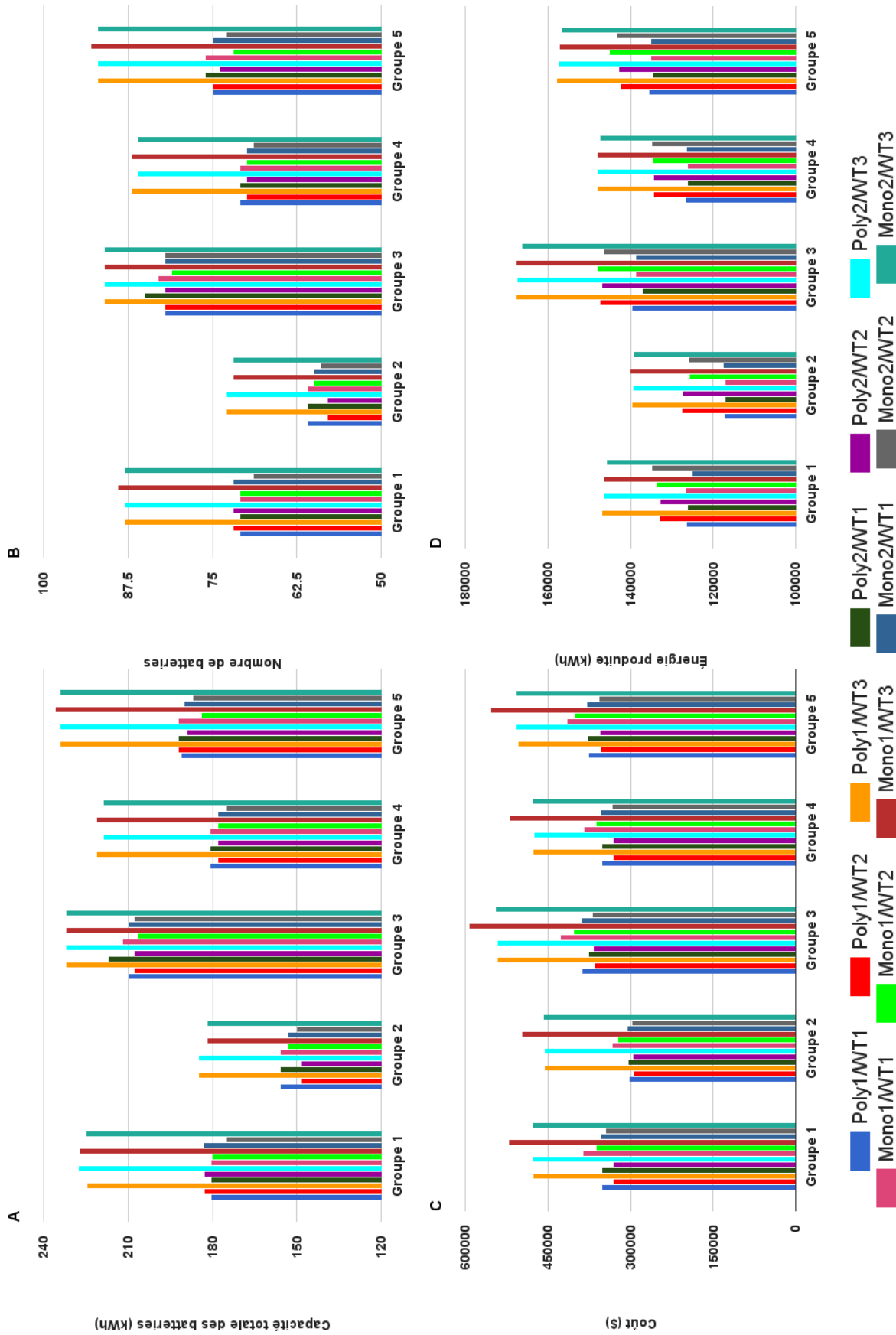


FIGURE 7.44 – (A) variation de la capacité totale des batteries, (B) variation du nombre total de batteries, (C) coût global du système lors de son cycle de vie, (D) énergie totale produite par an, hauteur du mât égale à 24m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$

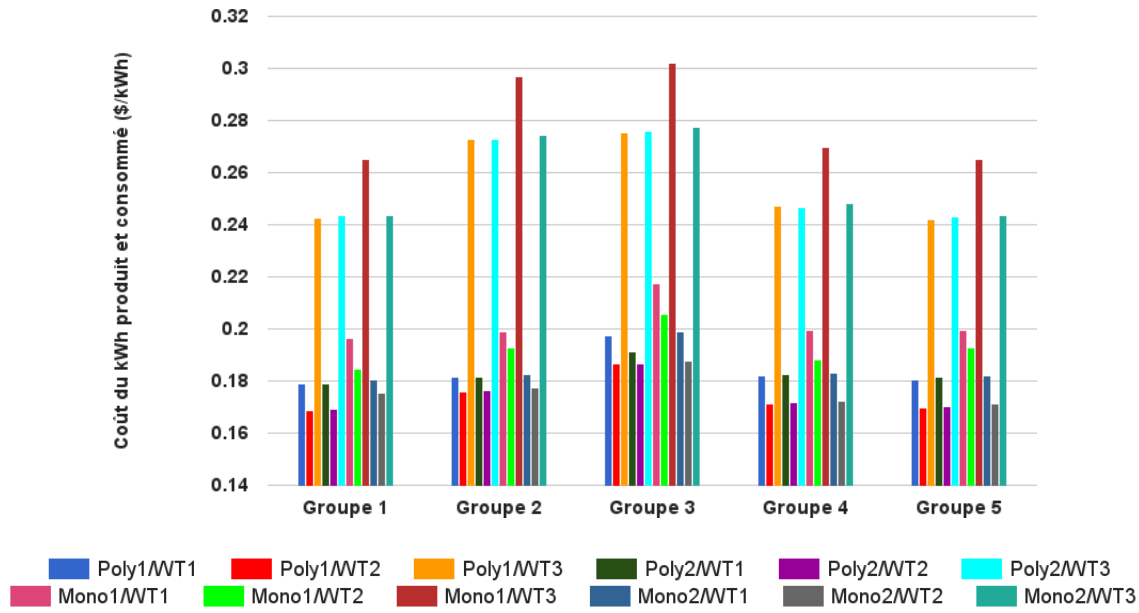


FIGURE 7.45 – Coût du kWh d'électricité produite et consommée, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$

- Maximale pour l'ensemble des groupes d'habitations considérés avec la configuration Poly2/WT3.
- En comparant les différents groupes, c'est le 4^{ème} (suivi de très près par le 2^{ème}) qui nécessite le moins de surface recouverte par des panneaux photovoltaïques afin de satisfaire les conditions d'optimisation que nous avons fixé.
- Le nombre de panneaux PV nécessaires est minimal pour l'ensemble des groupes avec la configuration Mono1/WT2, et c'est avec le 2^{ème} qu'il est le plus faible (130 panneaux). Pour sa valeur maximale, nous la retrouvons avec la configuration Mono2/WT3 pour tout des groupes (seuil maximal de 279 panneaux avec le 3^{ème} groupe).
- Tout comme pour le cas de El Golea, le nombre des hacheurs ne suit pas une logique bien précise quand il s'agit de fixer ses extremums, tel que :
 - Pour les minimums nous avons :
 - 43 hacheurs pour le groupe 1 avec les configurations Poly1/WT2 et Poly2/WT2.
 - 39 hacheurs pour le groupe 2 avec la configuration Mono1/WT2.
 - 51 hacheurs pour le groupe 3 avec les configurations Poly1/WT2 et Poly2/WT2.
 - 44 hacheurs pour le groupe 4 avec les configurations Poly1/WT2, Poly2/WT2 et Mono1/WT2.

-
- 48 hacheurs pour le groupe 5 avec la configuration Poly1/WT2.
 - Pour la valeur maximale, c'est avec la configuration Mono2/WT3 qu'on l'obtient avec l'ensemble des groupes (61 hacheurs) avec des exceptions en ce qui concerne le 1^{er} et dernier groupe tel que, cette même valeur est aussi obtenue en utilisant la configuration Poly2/WT3.
 - Le nombre de redresseurs est constant pour tout les groupes. Il ne varie qu'en variant la puissance nominale des éoliennes.
 - Tout comme pour les hacheurs, la capacité nominale totale des batteries ne suit aucun schéma logique quand il s'agit de repérer les extremums :
 - Pour les valeurs minimales, nous avons :
 - 180.29 kWh pour le groupe 1 avec la configuration Mono1/WT2.
 - 148.31 kWh pour le groupe 2 avec les configurations Poly1/WT2 et Poly2/WT2.
 - 206.38 kWh pour le groupe 3 avec la configuration Mono1/WT2.
 - 275.75 kWh pour le groupe 4 avec la configuration Mono2/WT2.
 - 184.82 kWh pour le groupe 5 avec la configuration Mono1/WT2.
 - Pour les valeurs maximales, nous avons :
 - 227.71 kWh et 185.06 kWh pour les groupes 1 et 2, respectivement, avec la configuration Poly2/WT3.
 - Une valeur avoisinant les 232 kWh pour le groupe 3 avec les configurations Poly1/WT3, Poly2/WT3, Mono1/WT3 et Mono2/WT3 (des différences minimales de l'ordre du centième de kWh entre ces configurations).
 - Une valeur avoisinant les 221 kWh pour le groupe 4 avec les configurations Poly1/WT3 et Mono1/WT3.
 - 236 kWh pour le groupe 5 avec la configuration Mono1/WT3.
 - En ce qui concerne le nombre de batteries utilisées :
 - Il est minimal dans les situations suivantes :
 - 71 batteries pour le groupe 1 avec les configurations Poly1/WT1, Poly2/WT1, Mono1/WT1 et Mono1/WT2.
 - 58 batteries pour le groupe 2 avec les configurations Poly1/WT2 et Poly2/WT2.
 - 81 batteries pour le groupe 3 avec la configuration Mono1/WT2.

- 69 batteries pour le groupe 4 avec la configuration Mono2/WT2.
- 72 batteries pour le groupe 5 avec la configuration Mono1/WT2.
- Il est maximal dans les situations suivantes :
 - 89 batteries pour le groupe 1 avec la configuration Mono1/WT3.
 - 73 batteries pour le groupe 2 avec les configurations Poly1/WT3 et Poly2/WT3.
 - 91 batteries pour le groupe 3 avec les configurations Poly1/WT3, Poly2/WT3, Mono1/WT3 et Mono2/WT3.
 - 87 batteries pour le groupe 4 avec les configurations Poly1/WT3 et Mono1/WT3.
 - 93 batteries pour le groupe 5 avec la configuration Mono1/WT3.
- C'est le groupe d'habitations numéro 2 qui nécessite le moins de batteries pour que le système hybride fonctionne de manière optimale.
- Pour le coût totale du système hybride au cours de son cycle de vie, il est toujours minimal avec la configuration Poly1/WT2, et maximal avec la configuration Mono1/WT3, et ce pour tout les groupes. Cependant, avec un coût avoisinant les 294478\$, c'est le 2^{ème} qui nécessite le moins d'investissement niveau économique, tandis que le 3^{ème} en nécessite le plus.
- Avec plus de 167 MW d'énergie électrique, c'est la configuration Poly1/WT3 du 3^{ème} groupe qui en produit le plus au cours d'une année. Pour le seuil minimal, c'est la configuration Poly2/WT1 du 2^{ème} groupe qui l'atteint (environ 117^{MW/an})
- Le coût du kWh d'énergie électrique produite et consommée avoisine 0.16 \$/kWh pour les valeurs minimales des groupes 1 et 5 (0.1687 \$/kWh avec la configuration Poly1/WT2 pour le 1^{er}, et 0.1699 \$/kWh avec la même configuration pour le 5^{ème}). En ce qui concerne le coût le plus élevé, il est atteint avec la configuration Mono1/WT3 pour le 3^{ème} groupe.
- En analysant les énergies et taux de participation de chaque sous système (générateur photovoltaïque et éolienne) dans la production totale annuelle d'énergie électrique (figure 7.46), et ce pour la configuration Poly1/WT2 du 1^{er} groupe (celle qui possède la valeur minimale pour $Cost_{kWh}$), nous remarquons que c'est le coté énergie solaire photovoltaïque qui domine, et que c'est principalement durant la période chaude que la production d'énergie électrique est la plus élevée.

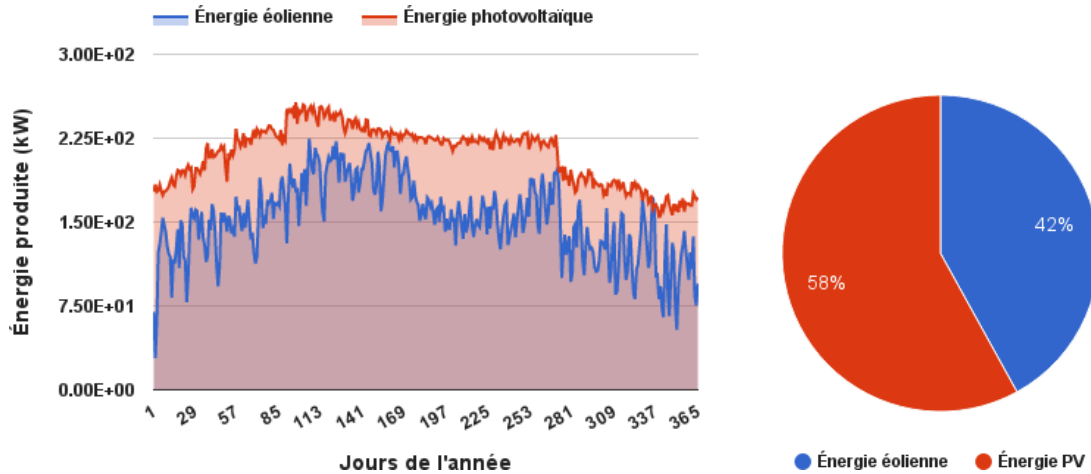


FIGURE 7.46 – 1^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 24 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite)

Dans le tableau 7.16 nous résumons les configurations optimales obtenues pour chaque groupe. Nous nous concentrons seulement sur le générateur photovoltaïque et les batteries, ainsi que le coût du kWh produit et consommé.

Groupe	Configuration optimale	S_{pv} (m ²)	N_{pv}	C_b (kWh)	N_b	$Cost_{kWh}^{\$/kWh}$
1	Poly1/WT2	264.83	165	182.86	72	0.1687
2	Poly1/WT2	246.15	153	148.31	58	0.1761
3	Poly1/WT2	314.50	196	208.93	82	0.1866
4	Poly1/WT2	270.00	168	178.31	70	0.1714
5	Poly1/WT2	296.82	185	192.52	75	0.1699

TABLE 7.16 – Configurations optimales pour les 5 groupes d'habitations, hauteur du mât égale à 24 m, $N_w = 1$ et $DOD = 70\%$

b. Variation de la hauteur du mât : Nous allons exploiter les résultats précédemment obtenus pour étudier l'effet de la variation de la hauteur du mât de l'éolienne sur l'opération d'optimisation. En sélectionnant la configuration Poly1/WT2, celle qui donne les valeurs les plus faibles pour le coût du kWh produit et consommé, et ce avec tout les groupes, nous allons varier la hauteur du modèle d'éolienne WT2 (24, 32 et puis 40 mètres au dessus du sol).

Les résultats obtenus sont représentés sur les figures 7.47, 7.48 et 7.49. Nous remarquons que :

- La surface totale, et le nombre, des panneaux photovoltaïques diminue avec l'augmentation de la hauteur du mât de l'éolienne. Pour les groupes 1 et 5, entre les hauteurs 24 et 32 mètres, cette diminution est très faible (de l'ordre de 1 m^2).
- Le nombre de hacheurs diminue avec l'augmentation de la hauteur du mât de l'éolienne. Cependant, entre 24 et 32 mètres, pour le 1^{er} et 5^{ème} groupe, ce nombre reste constant.
- Le nombre de redresseurs est constant dans toutes les situations.
- La capacité totale des batteries diminue aussi avec l'augmentation de la hauteur du mât. Toutefois, nous remarquons que pour le groupe 1, elle augmente de nouveau quand nous élevons la hauteur de 32 à 40 mètres. Même chose pour le nombre de batteries.
- Le coût total du système hybride pendant son cycle de vie suit la même logique : il diminue en fonction de l'augmentation de la hauteur du mât. Pour l'énergie produite pendant une année, elle reste presque constante malgré le changement de hauteur du mât.
- Le coût du kWh produit et consommé atteint sa valeur la plus faible avec la configuration Poly1/WT2 pour le 1^{er} groupe, à une hauteur du mât égale à 40 mètres ($0.1633 \text{ \$/kWh}$). Généralement, à part les groupes 2 et 3, ce coût se stabilise au voisinage de $0.16 \text{ \$/kWh}$ ($0.1655 \text{ \$/kWh}$ pour le 4^{ème} groupe et $0.1654 \text{ \$/kWh}$ pour le 5^{ème}).
- En ce qui concerne la configuration qui offre la valeur la plus faible pour $Cost_{kWh}$, Poly1/WT2 avec le groupe 1 et une hauteur de mât égale à 40 m au dessus du sol, les parts des énergies produites par chaque sous système sont représentées sur la figure 7.50. Nous remarquons que par rapport à la figure 7.46, la part de l'énergie éolienne produite a augmenté, et c'est évident quand nous analysons cette production au cours de l'année tel que, durant certains jours, elle dépassé la quantité produite par les panneaux photovoltaïques.

Dans le tableau 7.17 nous résumons les paramètres optimaux obtenues pour chaque groupe. Nous nous concentrons seulement sur le générateur photovoltaïque et les batteries,

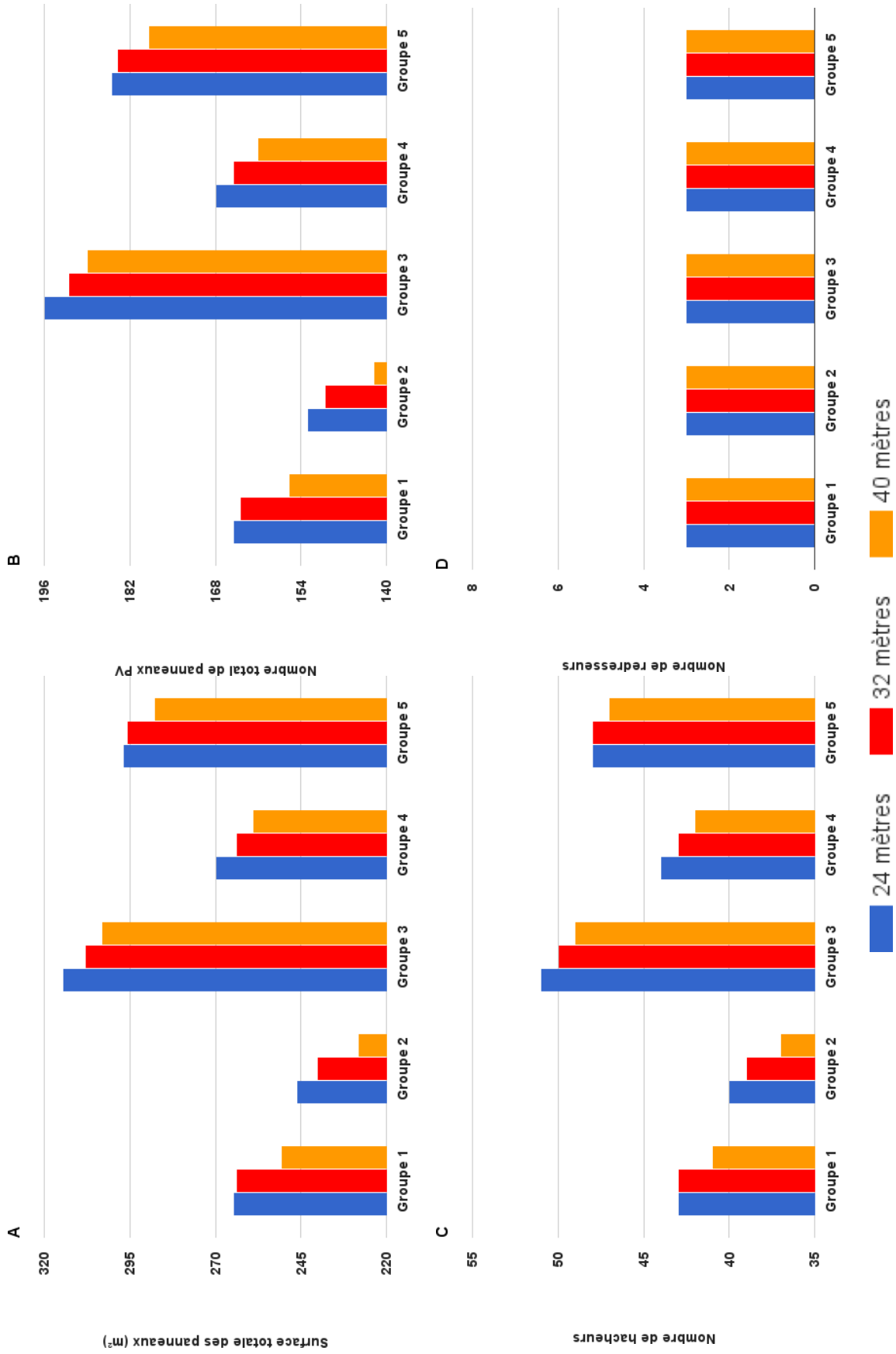


FIGURE 7.47 – Configuration Poly1/WT2 : (A) variation de la surface photovoltaïque totale, (B) variation du nombre total de panneaux PV, (C) variation du nombre de hacheurs, (D) variation du nombre de redresseurs

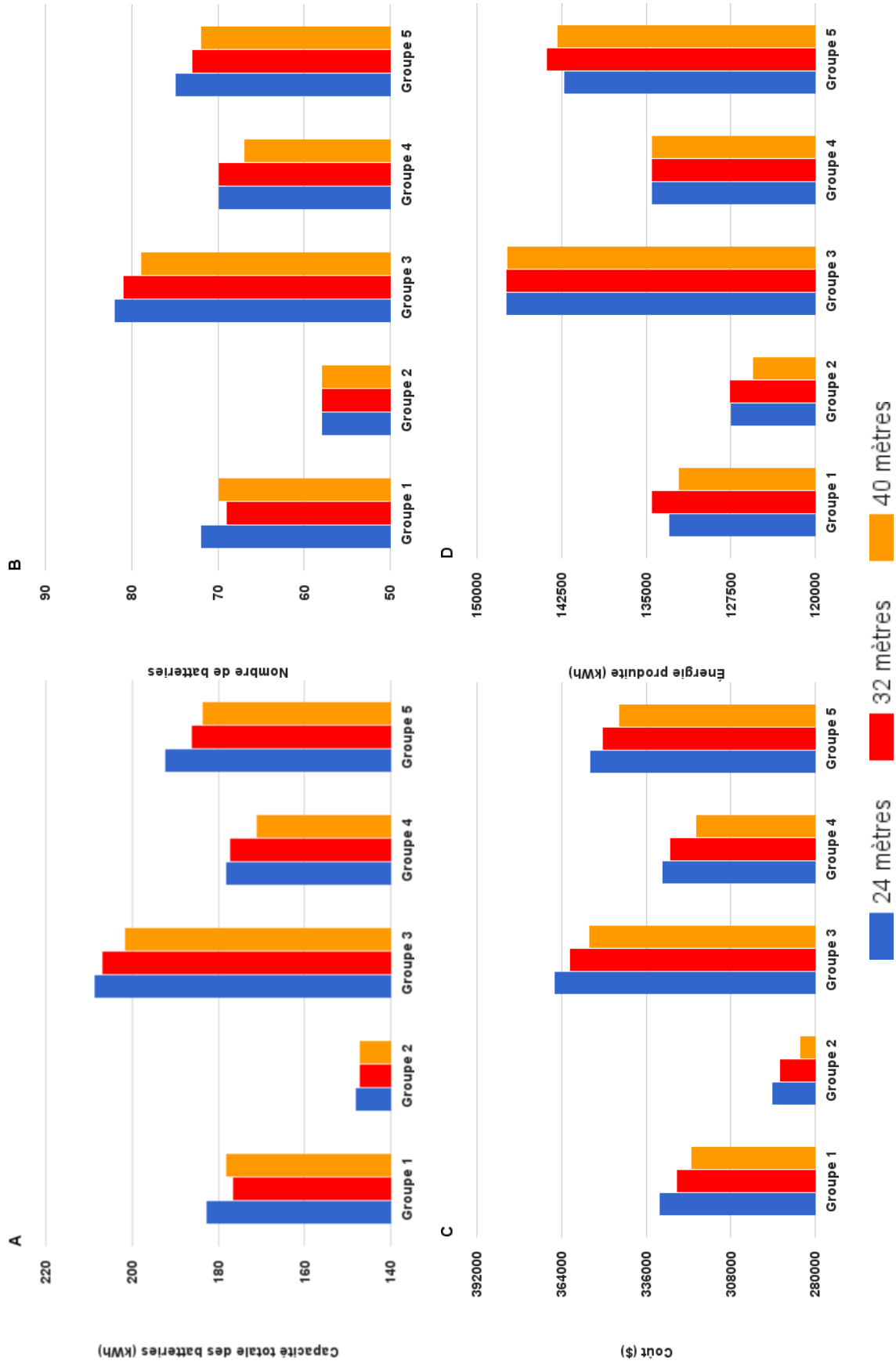


FIGURE 7.48 – Configuration Poly1/WT2 : (A) variation de la capacité totale des batteries, (B) variation du nombre total de batteries, (C) coût global du système lors de son cycle de vie, (D) énergie totale produite par an

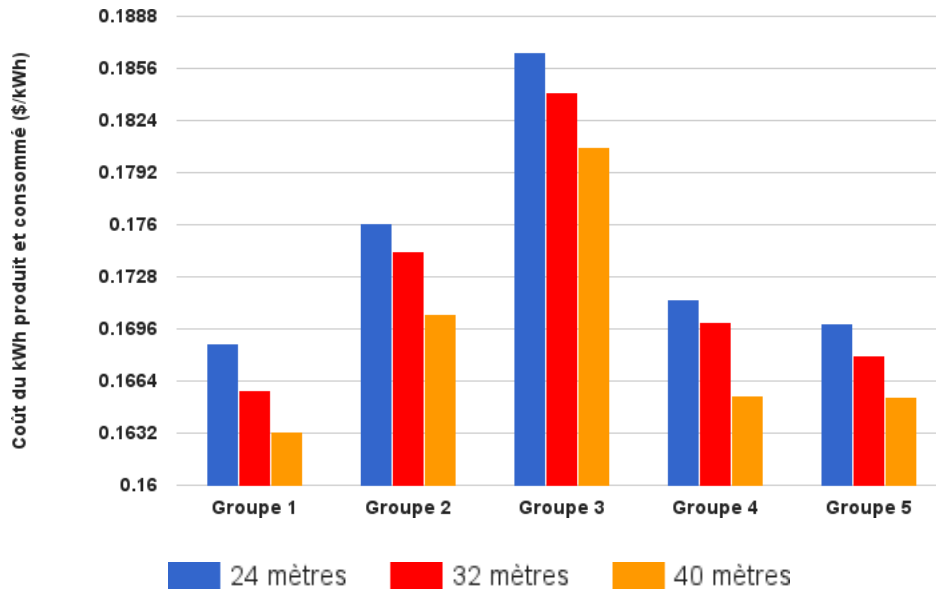
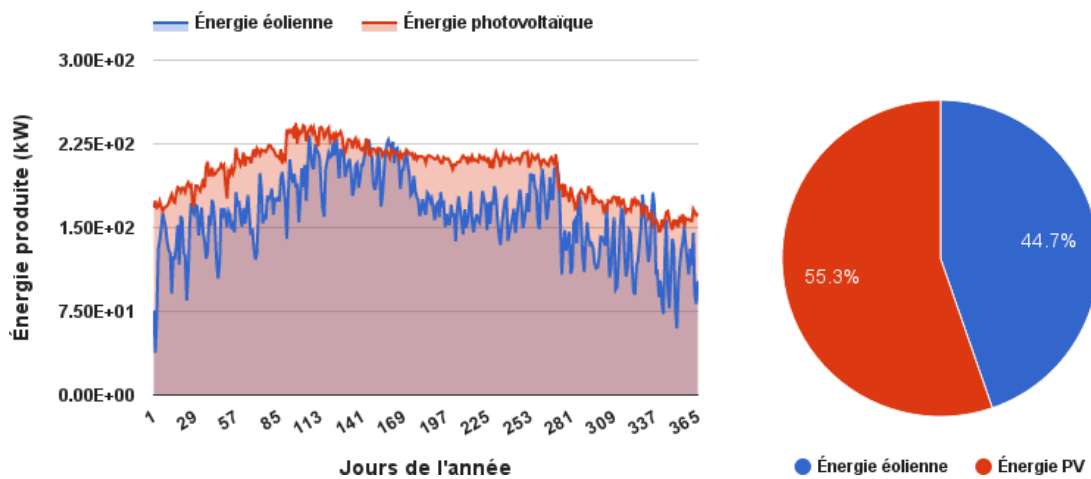


FIGURE 7.49 – Configuration Poly1/WT2 : coût du kWh d'électricité produite et consommée

FIGURE 7.50 – 1^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 40 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite)

ainsi que le coût du kWh produit et consommé.

c. Variation du nombre d'éoliennes : Jusqu'à présent, coté éolien, nous avons seulement analysé l'effet du changement du modèle de la turbine, et la hauteur de son mât, sur l'opération d'optimisation. Maintenant, nous allons sélectionner les configurations qui donnent les extremums quand il s'agit de coût de kWh produit et consommé : 1^{er} groupe

Groupe	S_{pv} (m ²)	N_{pv}	C_b (kWh)	N_b	$Cost_{kWh}$ \$/kWh
1	250.83	156	178.29	70	0.1633
2	228.15	142	147.31	58	0.1705
3	303.1	189	201.8	79	0.1808
4	259	161	171.18	67	0.1655
5	287.82	179	183.82	72	0.1654

TABLE 7.17 – Configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 40 m : paramètres optimaux

avec la configuration Poly1/WT2 et 3^{ème} groupe avec la configuration Mono1/WT3, et varier le nombre de turbines éoliennes ($N_w = 1, 2$ et puis 3) tout en élevant la hauteur du mât à 40 m. Les résultats obtenus sont représentés sur les figures 7.51, 7.52 et 7.53. En les analysant, nous remarquons que :

- Pour le 1^{er} groupe :
 - En augmentant le nombre d'éoliennes utilisées, $Cost_{kWh}$ augmente aussi. Toutefois, la surface totale des panneaux photovoltaïques, leur nombre, et le nombre de hacheurs ainsi que celui des batteries, diminuent considérablement.
 - Le nombre de redresseurs augmente avec l'augmentation du nombre d'éoliennes.
 - Le coût total du système augmente avec l'augmentation du nombre d'éoliennes. La même remarque peut être faite pour l'énergie totale produite au cours d'une année.
- Pour le 3^{ème} groupe :
 - En augmentant le nombre d'éoliennes utilisées, $Cost_{kWh}$ augmente considérablement (d'une façon plus remarquable qu'elle ne l'était avec le groupe 1).
 - La surface totale des panneaux photovoltaïques diminue, et leur nombre ainsi que le nombre de hacheurs diminuent aussi.
 - Le nombre de redresseurs augmente avec l'augmentation du nombre d'éoliennes.
 - La capacité totale des batteries augmente, donc leur nombre aussi.
 - Le coût total du système hybride, ainsi que l'énergie produite par ce dernier, connaissent une forte hausse à chaque fois qu'on ajoute des éoliennes.

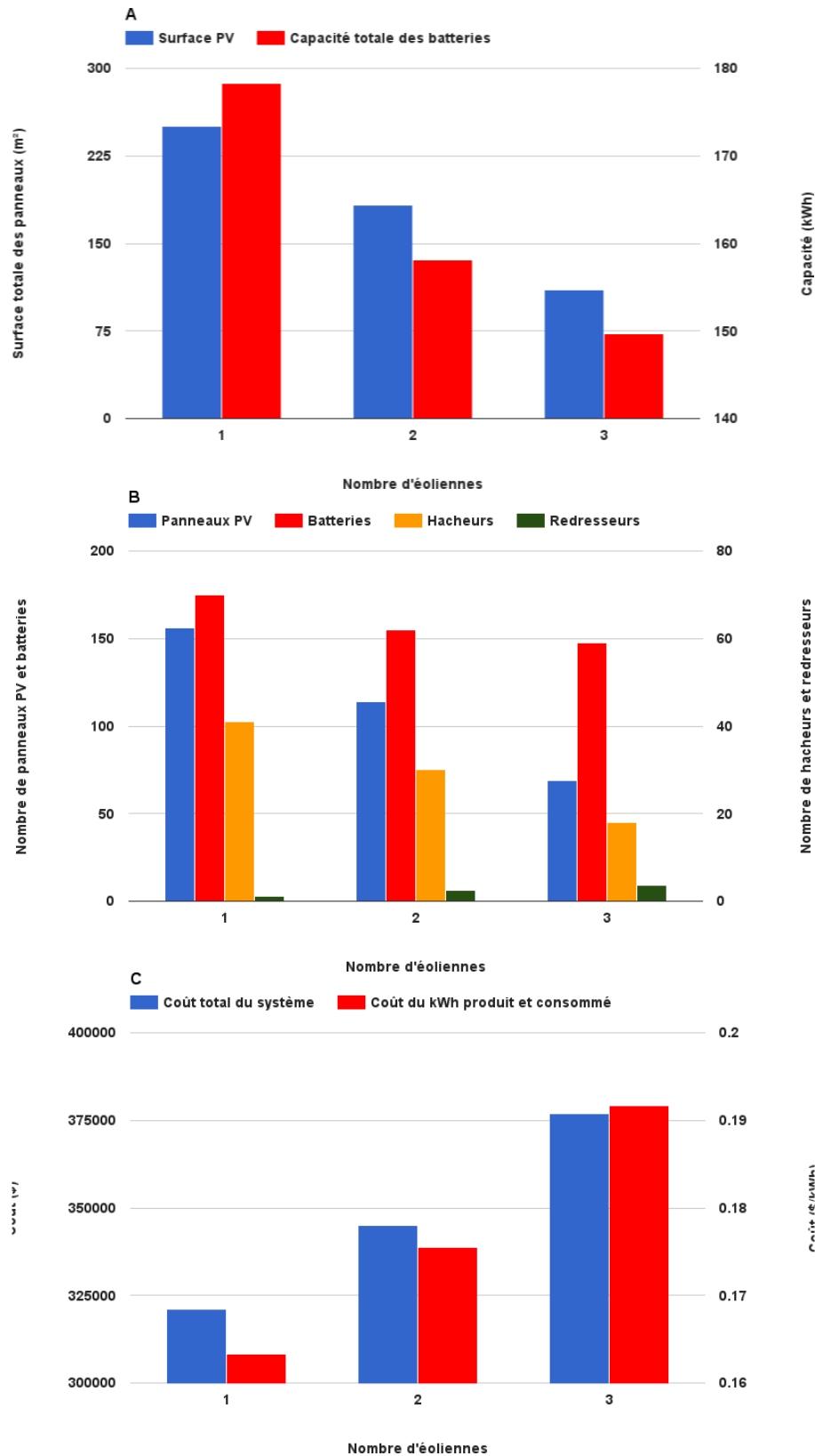


FIGURE 7.51 – 1^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 40 m : (A) surface PV et capacité des batteries, (B) nombres de panneaux, batteries, hacheurs et redresseurs, (C) coût total du système et coût du kWh produit et consommé

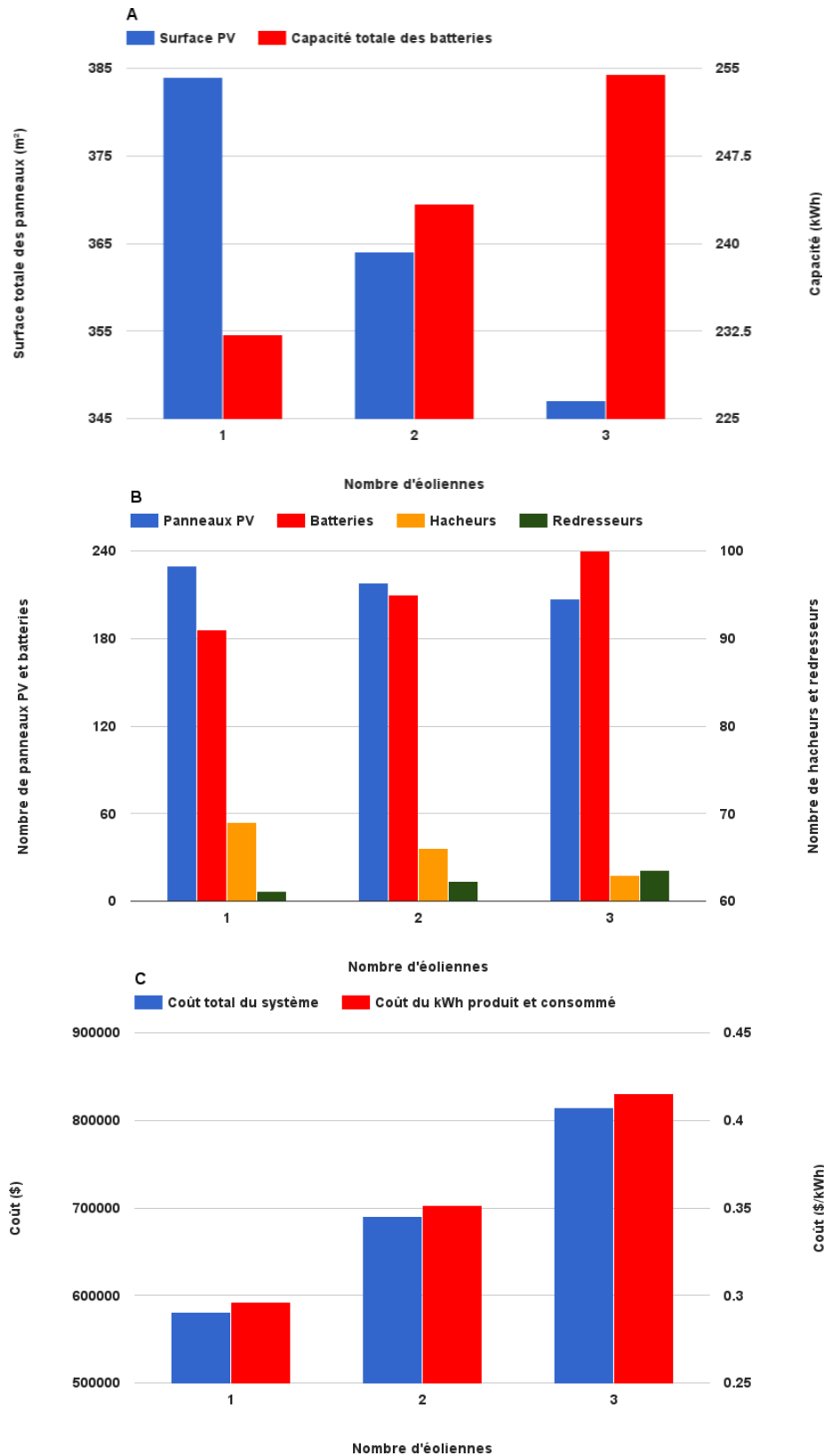


FIGURE 7.52 – 3^{eme} groupe avec la configuration Mono1/WT3, hauteur du mât égale à 40 m : (A) surface PV et capacité des batteries, (B) nombres de panneaux, batteries, hacheurs et redresseurs, (C) coût total du système et coût du kWh produit et consommé

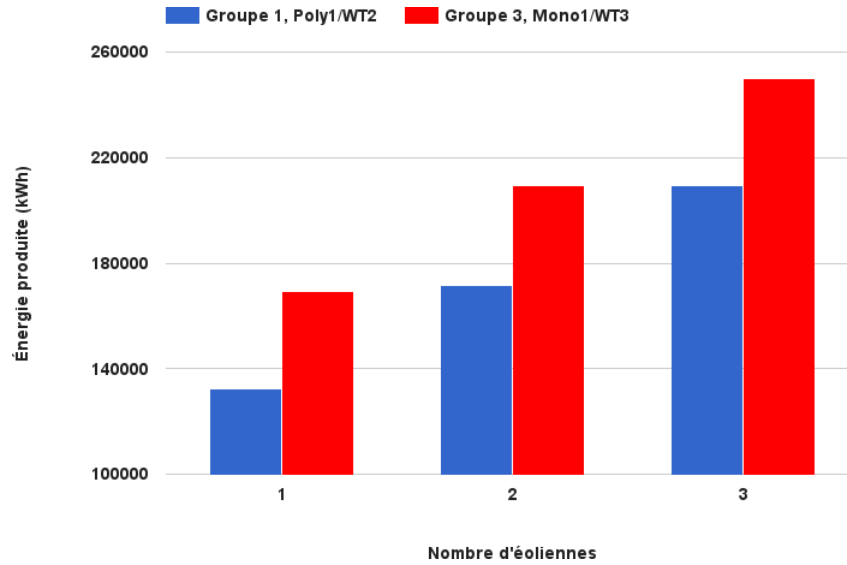


FIGURE 7.53 – Énergie produite au cours de l'année, hauteur du mât égale à 40 m

d. Variation de l'exposant de friction : Dans l'ensemble des simulations effectuées jusqu'à maintenant, nous avons à chaque fois prit une valeur fixe pour l'exposant de friction ($\alpha_f = 0.1$). Cependant, comme nous l'avons déjà expliqué, supposer que cette valeur soit constante est une approximation qui n'est pas toujours juste. En réalité, elle est liée à la longueur de rugosité du sol Z_0 , elle même liée à la variation de la vitesse du vent. N'ayant pas des mesures pour évaluer ce coefficient pour chaque heure de l'année, nous allons utiliser, tout comme pour El Golea, les relations 4.52, 4.53 et 4.58 pour le calculer.

En prenant les mêmes exemples que le cas précédent, le 1^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, et le 3^{ème} groupe avec la configuration Mono1/WT3, tout deux avec $N_w = 1$ et une hauteur de mât égale à 40 mètres, nous avons obtenus les résultats représentés sur les figures 7.54, 7.55 et 7.56. En les analysant, et en les comparant avec les cas où la valeur de l'exposant de friction est fixe, nous remarquons que :

- Les valeurs de la surface des panneaux photovoltaïques (et leur nombre), ainsi que la capacité totale des batteries (et leur nombre), sont supérieurs dans les deux cas à celles obtenues lorsqu'on a considéré que α_f est fixe.
- De même, le nombre de hacheurs augmente par rapport à celui obtenu lorsque α_f était supposé fixe. Pour le nombre de redresseurs, aucun changement n'est à noter.
- Le coût total du système, dans les deux cas, augmente. Ceci implique que $Cost_{kWh}$

connaissse aussi une augmentation.

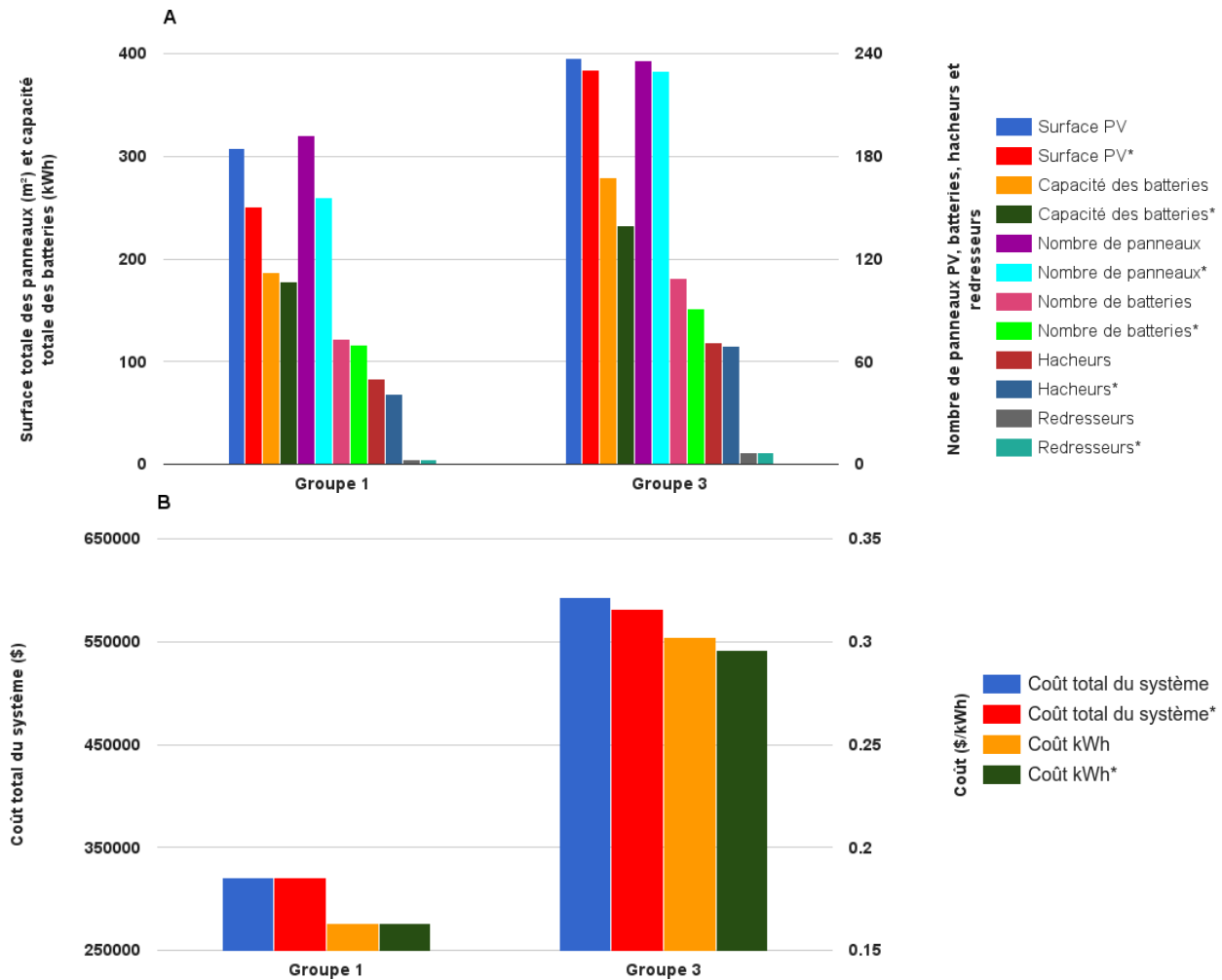


FIGURE 7.54 – 1^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, 3^{ème} groupe avec la configuration Mono1/WT3, $N_w = 1$ et hauteur du mât égale à 40 m. Le signe * désigne le cas où α_f a une valeur constante : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux), capacité des batteries (et leur nombre), ainsi que le nombre de hacheurs et redresseurs, (B) coût total du système et coût du kWh produit et consommé

- L'électricité totale produite par le système hybride pendant une année augmente pour le 1^{er} groupe lorsqu'on considère que le paramètre α_f varie, et diminue pour le 3^{ème}. Nous remarquons aussi que, pour les deux groupes, la part de l'énergie produite par le sous-système éolien pendant l'année diminue considérablement (figures 7.55 et 7.56).

e. Influence du mode de génération du rayonnement diffus : L'étude que nous avons menée dans une précédente section pour analyser les modèles de génération du rayonne-

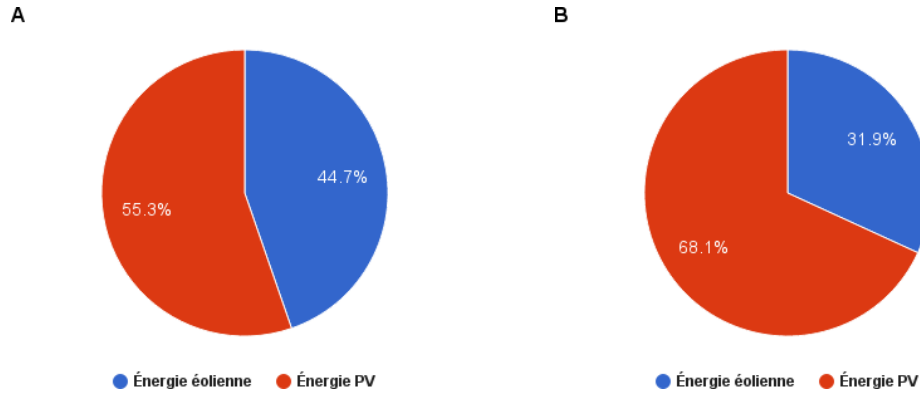


FIGURE 7.55 – 1^{er} groupe avec la configuration Poly1/WT2, hauteur du mât égale à 40 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite), (A) pour le cas α_f constant et (B) pour le cas α_f variable

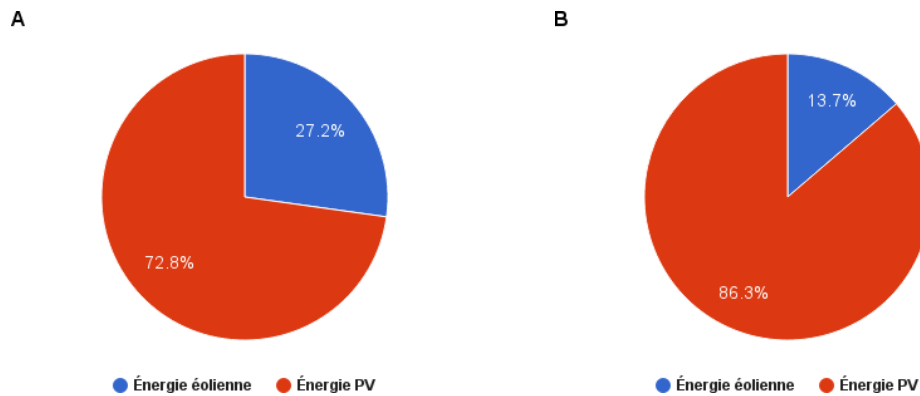


FIGURE 7.56 – 3^{ème} groupe avec la configuration Mono1/WT3, hauteur du mât égale à 40 m : quantité d'énergie produite par an (à gauche) et taux de participation de chaque sous-système (à droite), (A) pour le cas α_f constant et (B) pour le cas α_f variable

ment diffus a montré que, d'une part, les modèles anisotropes donnent de meilleurs résultats et, d'autre part, qu'aucun modèle ne pouvait être le plus performant durant toute l'année. Jusqu'à présent, nous avons choisi le mode mensuel de génération de rayonnement diffus (voir tableau 7.4). Afin d'analyser l'effet qu'a ce choix sur les résultats de l'optimisation du dimensionnement du système hybride, nous allons considérer le 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT2 (celui qui a donné lors des premiers tests l'un des plus bas coûts du kWh produit et consommé), et allons générer le rayonnement diffus seulement avec un seul modèle répété pendant tout les mois de l'année : modèle de KLUSHER, puis le modèle de GUEYMARD. Il est à noter que $N_w = 1$, la hauteur du mât est égale à 24 mètres et le coefficient de friction est fixe pendant toutes les heures de l'année ($\alpha_f = 0.1$).

Les résultats qui nous intéressent le plus concernent le générateur photovoltaïque, les batteries et le coût du kWh produit et consommé (figure 7.57). Nous remarquons :

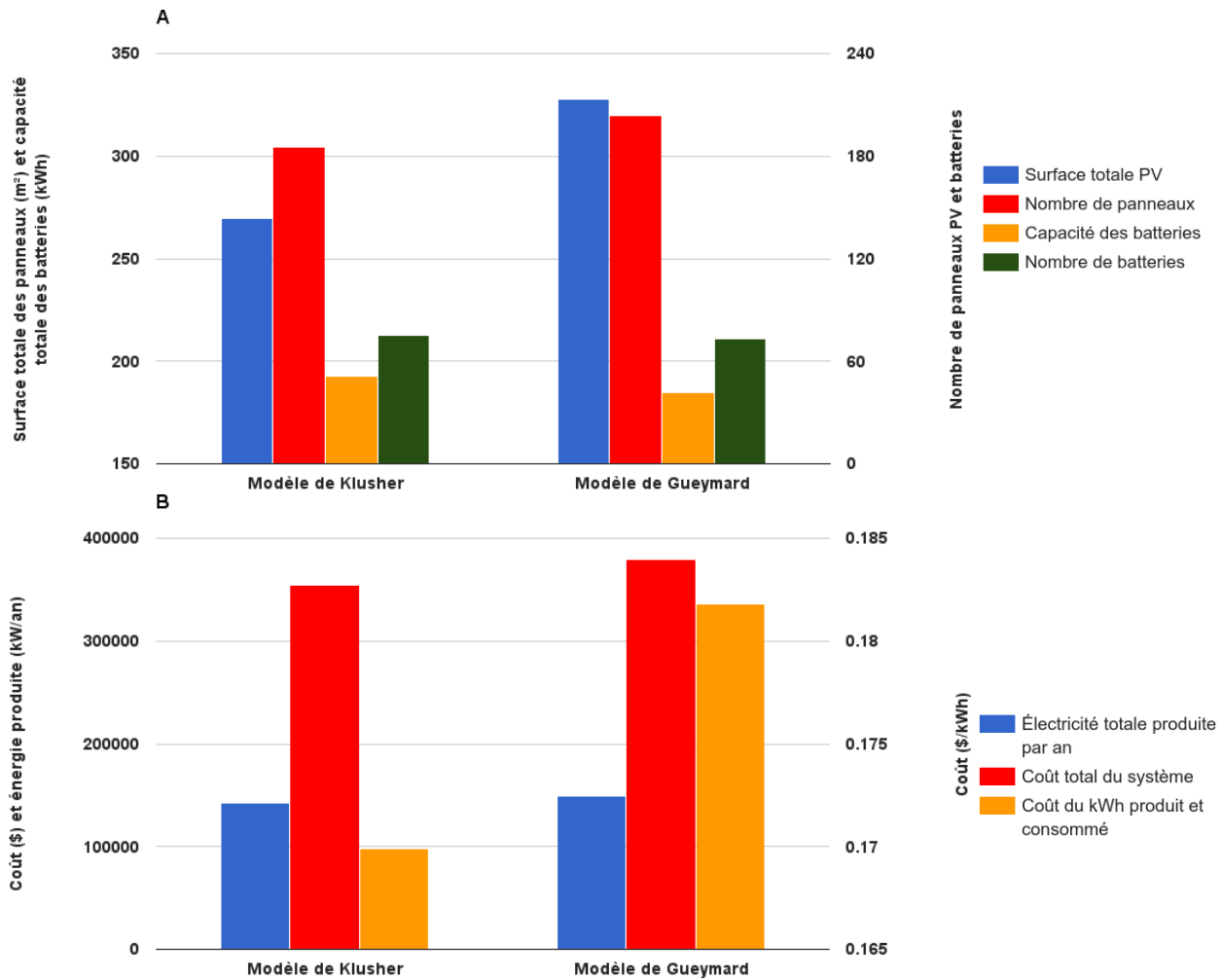


FIGURE 7.57 – 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT2, une seule éolienne et hauteur du mât égale à 24 m : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux) et capacité des batteries (et leur nombre), (B) énergie produite par an, coût total du système et coût du kWh produit et consommé

- En répétant le modèle de KLUSER pendant les 365 jours de l'année, aucun changement notable ne se produit au niveau des résultats quand nous les comparons avec ceux obtenus en utilisant le mode de génération mensuel pour le rayonnement diffus.
- En répétant le modèle de GUEYMARD pour tout les mois de l'année, et en comparant le résultat du coût du kWh produit et consommé avec cette simulation, avec celui obtenu lors des premiers testes (génération mensuel pour le rayonnement diffus), nous remarquons une nette augmentation (de 0.1699 \$/kWh à 0.1818 \$/kWh). En ce qui

concerne la surface totale des panneaux photovoltaïques, elle augmente aussi de façon considérable de 296 m^2 à 327 m^2 . Cette augmentation est naturellement accompagnée par une autre au niveau du nombre de ces panneaux. Enfin, pour la capacité des batteries, contrairement au générateur photovoltaïque, une diminution est enregistrée (de 234.15 kWh à 184.89 kWh).

f. Influence du paramètre DOD : le paramètre DOD , qui contrôle la profondeur de décharge des batteries, est très important pour le bon fonctionnement de ces dernières. Dans toutes les simulations qui ont précédé, ce paramètre avait une valeur de 70% . Afin d'analyser l'effet qu'a la variation de cette dernière sur l'opération d'optimisation du dimensionnement du système hybride, nous allons la diminuer, puis l'augmenter de 5% , et c'est le 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT2 (une seule éolienne à 24 mètres) qui va être utilisé pour tester l'effet de la variation du paramètre DOD .

En nous concentrant spécialement sur le générateur photovoltaïque, les batteries, ainsi que la valeur de $Cost_{kWh}$, nous avons résumé les résultats dans la figure 7.58. En les analysant, nous remarquons :

- En prenant $DOD = 65\%$, le coût du kWh produit et consommé augmente. Même remarque pour la capacité des batteries, et la surface totale du générateur photovoltaïque.
- en prenant $DOD = 75\%$, le coût du kWh produit et consommé augmente aussi, mais reste en dessous de celui obtenu avec $DOD = 65\%$. La surface des panneaux photovoltaïques, et leur nombre, ont augmenté par rapport au cas où $DOD = 70\%$, mais la capacité totale nécessaire des batteries, quand à elle, a considérablement diminué (environ 192 kWh pour $DOD = 70\%$, à environ 175 kWh pour $DOD = 75\%$)
- Que ce soit pour $DOD = 65\%$ ou $DOD = 75\%$, l'énergie totale produite par an a légèrement augmenté par rapport à celle obtenue en considérant $DOD = 70\%$

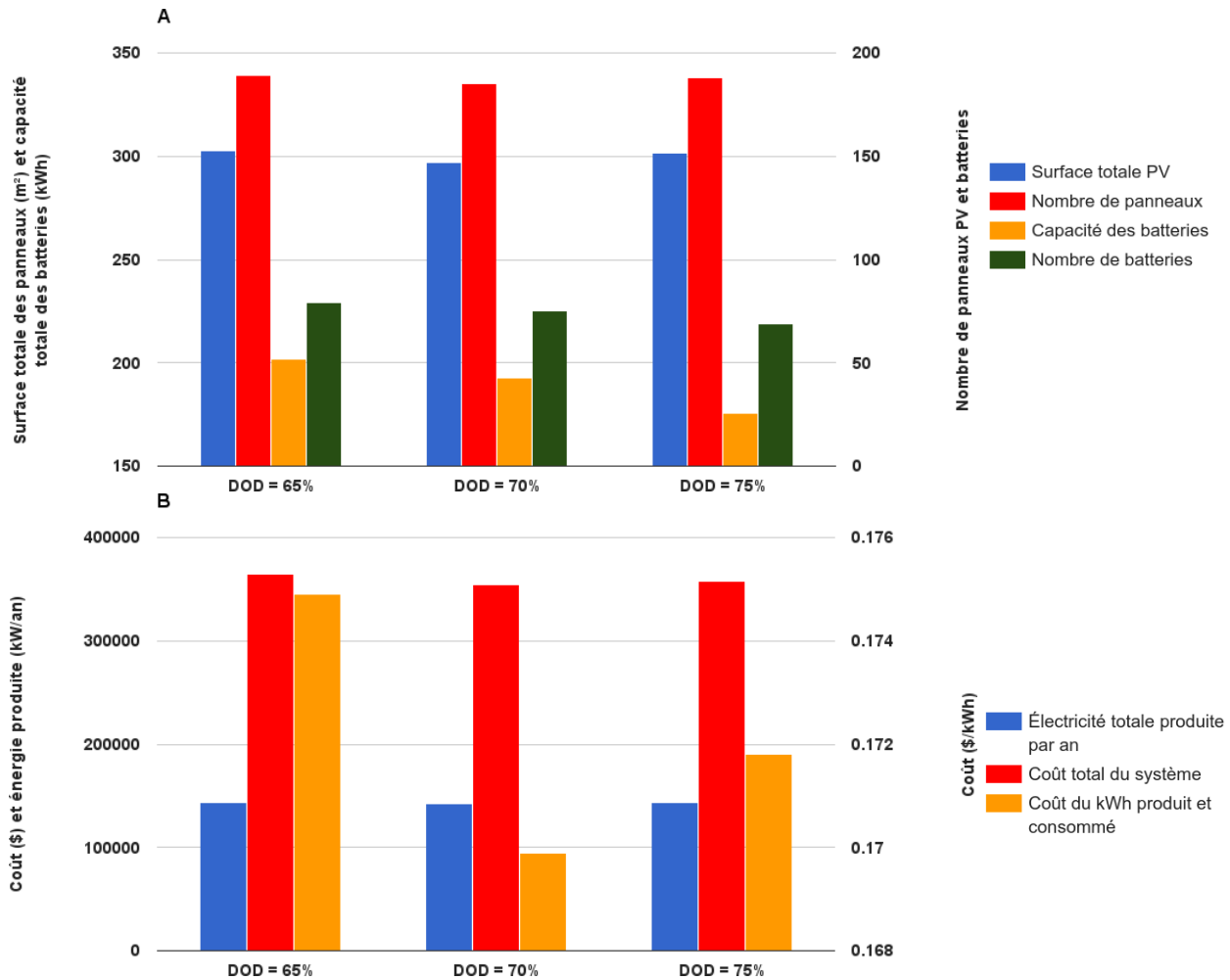


FIGURE 7.58 – 5^{ème} groupe avec la configuration Poly1/WT2, une seule éolienne, hauteur du mât égale à 24 m, et *DOD* variable : (A) surface totale PV (et nombre de panneaux) et capacité des batteries (et leur nombre), (B) énergie produite par an, coût total du système et coût du kWh produit et consommé

7.5.3.2 Interprétation des résultats obtenus

Après avoir analysé l'ensemble des résultats obtenus, nous allons les interpréter afin d'en tirer les conclusions nécessaires.

Au niveau des groupes d'habitations : En analysant les deux premiers groupes d'habitations, nous remarquons que la différence essentielle entre eux est que le groupe 1 contient que des maisons avec enfants, au contraire du groupe 2. Ceci implique que la consommation électrique de ce dernier est plus faible que celle du premier. Ainsi, c'est en toute logique

que la surface totale des panneaux photovoltaïques nécessaire pour avoir un système hybride optimal (avec $N_w = 1$) soit plus faible pour le deuxième groupe, qu'elle ne l'est pour le premier.

En ce qui concerne le groupe 3, celui dont le profil horaire journalier de consommation se répète à l'identique tout les jours de l'année, la surface totale nécessaire est plus importante car, pendant l'hiver vu que le rayonnement solaire est faible, imposer au système un profil de consommation qui n'est pas bien adapté à cette période obligera le processus d'optimisation à sur-dimensionner le générateur photovoltaïque, donc la valeur de S_{pv} sera très grande par rapport au cas où l'on considère des profils par période.

Pour les groupes 4 et 5, comme nous l'avons expliqué pour le premier et deuxième, plus la demande de charge est élevée, plus la surface photovoltaïque est importante (donc $S_{pv,G5} > S_{pv,G4}$).

Au niveau des panneaux photovoltaïques : La surface photovoltaïque totale, pour une même quantité d'énergie produite, et sous un rayonnement solaire constant, est inversement proportionnelle à la valeur du rendement de référence des panneaux. Plus ce dernier est grand, plus la valeur de la surface diminue. Ceci explique le fait que pour le modèle Mono1 ($\eta_{pv,ref} = 17.89\%$) S_{pv} est toujours minimale (dans l'ensemble des cas étudiés), suivi par le modèle Poly1 ($\eta_{pv,ref} = 16.16\%$), puis Mono2 ($\eta_{pv,ref} = 15.51\%$) et enfin Poly2 ($\eta_{pv,ref} = 14.59\%$).

En changeant le modèle de panneau photovoltaïque, la puissance crête totale demandée au sous-système PV ne devra, normalement, connaître aucune variation majeure lorsqu'on atteint les paramètres optimaux. Ainsi, d'après la relation 7.23, le nombre N_{pv} va essentiellement dépendre de la valeur de $P_{peak,u}$ du modèle de panneau utilisé, et d'après le tableau 7.6, $P_{peak,u,Mono1} > P_{peak,u,Poly2} > P_{peak,u,Poly1} = P_{peak,u,Mono2}$. Ceci explique les résultats obtenus pour N_{pv} en fonction des modèles des panneaux.

$$N_{pv} = \text{ceil}(P_{peak,t}/P_{peak,u}) \quad (7.23)$$

Le nombre de panneaux PV nécessaires pour couvrir la surface totale optimale doit être un entier positif. À cause de cela, le programme d'optimisation prend toujours la valeur majorée du résultat donné par la relation 7.23. Ceci implique que, malgré les légères variations qui

peuvent survenir au niveau de S_{pv} , et ce que ça implique au niveau de ce fameux résultat (qui est un nombre à virgule flottante en langage informatique, donc un réel), la majoration vers le nombre entier qui le suit directement (avec la fonction *ceil*) peut donner des valeurs inchangées de N_{pv} malgré la variation de la surface.

Concernant le nombre de hacheurs utilisés, il suit la nouvelle valeur majorée de $P_{pv,peak,t}$ calculée grâce à la valeur du nombre de panneaux N_{pv} . Par exemple, pour Tindouf, en prenant le premier groupe avec les configurations Poly1/WT1 (180 panneaux, $P_{peak,u} = 260$ W), et Poly2/WT1 (167 panneaux, $P_{peak,u} = 280$ W), les valeurs de $P_{peak,t}$ sont respectivement de 46.80 kW et 46.76 kW. En les majorant, les deux donnent une valeur de 47 kW, d'où les mêmes valeurs pour le nombre de hacheurs utilisés dans un cas comme dans l'autre. Il est à noter que tout comme le nombre de panneaux PV, celui des hacheurs est aussi une valeur entière positive qui est proportionnelle à N_{pv} .

Dans notre étude nous avons aussi élaborer toute une méthodologie pour générer, numériquement, les valeurs du rayonnement solaire horaire sur surface inclinée. La composante la plus importante est celle du rayonnement diffus, et nous avons vu, durant l'analyse des résultats de l'opération d'optimisation, que le choix du modèle mathématique qui la génère peut influencer les résultats optimaux. Pour cela, nous avons effectué au préalable un analyse pour savoir quels modèles nous devons prendre pour chaque région, et nous avons bien vu qu'aucun modèle n'était adapté à tout les mois de l'année. Ce résultat confirme et explique ce qu'on a obtenu lorsque nous avons analysé l'effet du choix du modèle de rayonnement diffus sur l'optimisation du système hybride en entier.

Au niveau des éoliennes : La production instantanée de puissance électrique en fonction des vitesses du vent pour les trois modèles d'éoliennes est schématisée sur la figure 7.59. En l'analysant, nous remarquons que son évolution est plus rapide pour le modèle WT2, puis vient le modèle WT1 et enfin le modèle WT3.

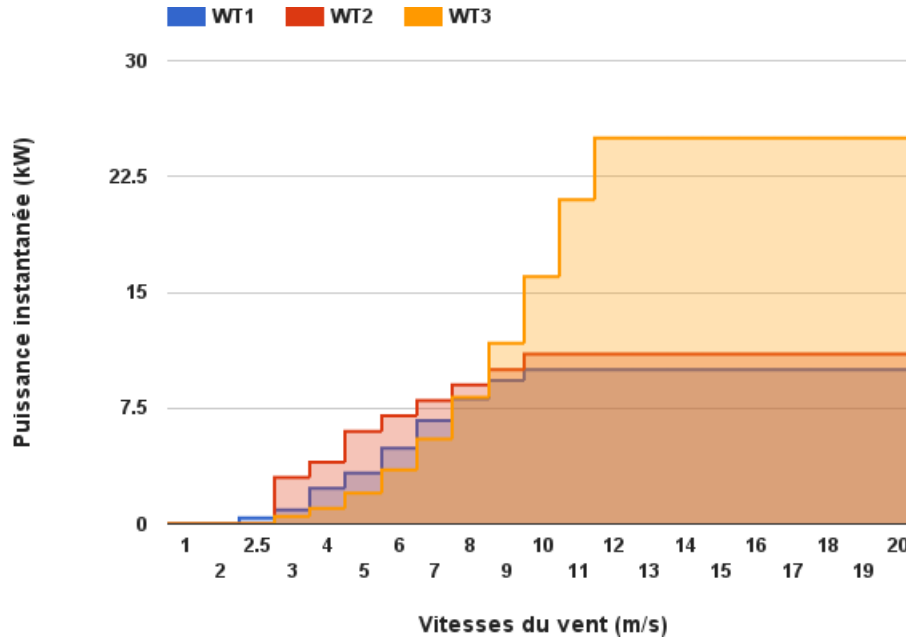


FIGURE 7.59 – Évolution de la production instantanée des trois éoliennes

À El Golea, la vitesse du vent horaire moyenne pour l'année est d'environ 3.92 m/s , et presque 16.5% des vitesses du profil de cette région se situent entre 0 et cette valeur moyenne (voir figure 7.11). Toutefois, la probabilité la plus importante est de trouver des vitesses horaires se situant entre 0 et 3 m/s (environ 18%). À Tindouf, la vitesse du vent horaire moyenne pour l'année est d'environ 5.50 m/s , et presque 29% des vitesses du profil de cette région se situent entre 0 et cette valeur moyenne (la probabilité la plus importante, voir figure 7.11). Cela implique que c'est à des valeurs de vitesses comprises dans les intervalles avec de fortes probabilités qu'on a plus de chance de produire de l'électricité, à condition de choisir une turbine ayant une courbe parabolique de puissance qui évolue rapidement dans ces mêmes intervalles.

Dans notre étude, malgré le fait que la puissance nominale de WT3 est la plus importante, des vitesses de vent supérieures à 10 m/s sont nécessaires pour au moins produire plus que les seuils nominaux des deux autres éoliennes (10 kW), et continuer vers les 25 kW . Or les profils annuels du vent pour El Golea et Tindouf indiquent que seule une faible portion des valeurs du vent atteignent le seuil de 10 m/s ($\approx 1\%$).

Pour Tindouf, quand la vitesse se situe entre 0 et 5.50 m/s , l'évolution de la puissance instantanée est très lente et faible pour WT3 en la comparant avec WT2 et WT1. Pour El

Golea, quand la vitesse se situe entre 0 et 3 m/s , y a quasiment aucune production de la part des éoliennes WT2 et WT3, seule WT1 qui possède une vitesse de démarrage v_c inférieure à 3 m/s peut produire de l'électricité. Tous ça nous amène à comprendre que le choix de coupler n'importe quel modèle de panneau photovoltaïque avec une éolienne dont la courbe de production n'est pas bien adaptée aux vitesses de vent soufflant dans la région où l'on veut installer notre système hybride, peut être défavorable par rapport à la situation contraire, tel que dans le premier cas y a moins d'énergie électrique d'origine éolienne produite, donc elle doit être remplacée par l'énergie photovoltaïque, d'où l'augmentation de la surface totale des panneaux.

L'influence de la hauteur du mât de l'éolienne sur l'opération d'optimisation a été étudiée. Plus elle augmente, plus les vitesses du vent que captent les pâles sont élevées. Ainsi, nous obtenons plus de puissance électrique éolienne produite et au sein du système hybride, cela implique une diminution de la part d'énergie photovoltaïque nécessaire (donc diminution de S_{pv} et N_{pv}).

L'augmentation de N_w a les mêmes effets que celle de la hauteur du mât, sauf quand nous utilisons l'éolienne WT3 (dont le comportement est mal adapté aux régimes de vent considérés). Cela provoque essentiellement une augmentation de la capacité totale des batteries.

Concernant le nombre de redresseurs, tout comme pour les panneaux photovoltaïques et les hacheurs, c'est un entier positif. Il dépend de la puissance nominale totales des éoliennes, donc aussi du paramètre N_w (la variation de la hauteur du mât ne l'affecte pas). Il est proportionnel au nombre de turbines utilisés.

La valeur de l'exposant de friction α_f dépend de la rugosité du sol, elle-même dépendant des vitesses du vent. Prendre ce paramètre constant durant toute l'année est une mauvaise approximation, et nous voyons que ça influence grandement les résultats de l'optimisation du dimensionnement du système hybride, soit en les améliorant, soit en les détériorant. Donc, pour avoir des résultats proches de la réalité, et ne pas tomber dans l'erreur durant le processus d'optimisation, il faut considérer α_f comme variable, et dans notre travail nous proposons une méthode et un algorithme pour le calculer quand nous manquons de données. Toutefois, à certaines reprises, il n'existe aucune différence entre le cas avec α_f constant et le cas où il est considéré variable.

Au niveau des batteries : La capacité totale nécessaire pour le stockage d'énergie électrique dépend de la relation 7.16. Cette relation montre clairement que la valeur de cette capacité est étroitement liée à l'énergie produite par les deux sous-systèmes (photovoltaïque et éolien) et injectée directement vers la charge. Quand cette énergie est insuffisante, le système de stockage doit prendre le relais.

Dans le cas des configurations utilisant le modèle WT3, nous avons déjà expliqué que sa courbe de puissance n'est pas parfaitement adaptée aux profils annuels des vitesses horaires du vent qui soufflent dans les deux régions étudiées. Ceci implique qu'il y a moins d'énergie produite et envoyée directement à la charge, donc plus d'énergie demandée au système de stockage, d'où l'augmentation de sa capacité, capacité qui doit être rechargée avec plus d'énergie photovoltaïque (d'où l'augmentation de S_{pv} quand nous utilisons WT3).

La capacité totale nécessaire dépend aussi des périodes durant lesquelles l'énergie produite par les deux systèmes, photovoltaïque et éolien, est insuffisante pour combler la demande de charge, et que le système de stockage doit prendre le relais. Ainsi, plus nous augmentons la hauteur du mat de l'éolienne (ou des éoliennes), plus la quantité d'énergie produite par cette dernière est grande, plus la production du système au complet est importante, donc ça implique une diminution du nombre de ces périodes accompagnée d'une diminution au niveau de Cb_n . Pour le nombre de batteries utilisées, il varie quand la variation de la capacité est conséquente, et il suit la même logique que le nombre de panneaux PV.

Au niveau du coût : Le coût d'investissement coté éolien est étroitement lié à la puissance nominale totale des éoliennes choisies. En utilisant le modèle WT3, dont la puissance nominale est la plus importante, nous augmentons le coût totale du système hybride d'un coté par l'augmentation du coût de l'éolienne (ou des éoliennes) utilisée, et d'un autre coté par l'augmentation du coût du générateur photovoltaïque puisque, dans toutes les configurations utilisant WT3, nous avons bien vu qu'elles nécessitaient une plus grande surface S_{pv} que les autres. Entre les modèles WT1 et WT2, puisqu'il n'y a pas une grande différence au niveau de la puissance nominale, ça n'influe forcément pas sur le coût du système au complet.

Le coût total du système hybride pendant son cycle de vie adopte toujours de faibles valeurs avec les configurations utilisant les modèles WT1 et WT2. Ainsi, c'est en toute

logique qu'on retrouve des valeurs minimales de $Cost_{kWh}$ avec ces configurations (WT1 pour El Golea et WT2 pour Tindouf). En ce qui concerne le seuil maximal, nous le trouvons toujours avec la configuration Mono1/WT3 car, que ça soit à cause du modèle de panneau ou celui de l'éolienne, cette configuration nécessite le plus d'investissement.

En prenant l'exemple de Tindouf avec les des deux premiers groupes d'habitations, et en calculant le rapport entre énergie produite avec la configuration Poly1/WT2, et énergie demandée par la consommation, et ce durant une année, nous remarquons qu'il vaut ≈ 1.691 pour G1 et ≈ 1.906 pour G2. Ceci explique le fait que malgré la supériorité de la demande de charge annuelle du premier groupe, elle est mieux adaptée pour l'opération d'optimisation, d'où un $Cost_{kWh}$ plus faible. Pour le 3^{ème} groupe, nous avons déjà dit qu'il était mal adapté pour représenter un profil annuel de consommation électrique, et cela se répercute sur la valeur de $Cost_{kWh}$. Pour El Golea, la même logique s'applique à la configuration Poly1/WT1.

L'augmentation de la hauteur du mât de l'éolienne n'affecte pas son coût. En revanche, en affectant la surface totale des panneaux photovoltaïques (diminution), elle affecte le coût du sous-système PV, et ainsi du système hybride au complet en l'abaissant. De tout cela résulte logiquement une baisse au niveau de $Cost_{kWh}$.

Au niveau de l'énergie produite : L'énergie électrique produite durant l'année augmente généralement avec l'augmentation de la puissance nominale totale des éoliennes (qui peut résulter de l'augmentation de la hauteur du mât ou de leur nombre). Ceci est du au fait que ces éoliennes, plus leur puissance nominale est grande, plus elles ont de la chance de produire une grande quantité d'énergie lors des périodes de grands vents (et seulement ces périodes). En plus, comme nous l'avons vu pour les configurations à base du modèle WT3, la surface totale des panneaux photovoltaïques augmente d'une façon considérable donc nous aurons aussi une plus grande quantité d'énergie produite par le générateur photovoltaïque.

7.5.3.3 Comparaison et conclusions

Dans notre étude, nous avons optimisé le dimensionnement d'un système hybride PV/éolien, et ce afin d'alimenter un ensemble de charges se trouvant sur site isolé. Pour se faire,

deux régions du Sud algérien ont été sélectionnées : El Golea et Tindouf. Ce choix fût essentiellement basé sur deux critères :

- Le calcul des complémentarités temporelle et énergétique entre les deux sources d'énergie.
- La probabilité de trouver des endroits isolés dans ces régions.

Parmi les 24 sites étudiés, et en prenant en compte le deuxième critère, nous avons décidé d'introduire un paramètre r_p tenant compte des deux complémentarités. La première différence entre nos deux choix de régions fût au niveau de ce paramètre tel que, une fois nous avons opté pour un r_p positif et maximal (Tindouf), et une autre fois pour un r_p négatif et ayant une valeur absolue maximale (El Golea).

En appliquant notre méthode d'optimisation, les résultats ont montré que, généralement, dans des situations similaires, c'est dans la région de Tindouf que le système hybride PV/éolien optimisé produit de l'électricité à faible coût (paramètre $Cost_{kWh}$). La première conclusion qu'on peut tirer de cela est que, en présence d'un système de stockage d'énergie, plus la valeur de r_p est positivement grande, plus la région où l'on veut installer notre système hybride est adaptée pour avoir un faible coût d'électricité produite et consommée.

Pour appliquer notre méthode d'optimisation, nous avons besoin d'un ensemble de charges. Afin d'analyser l'effet qu'elles peuvent avoir sur le système hybride, nous avons opté pour 5 groupes d'habitations (tableau 7.13). Les résultats obtenus nous ont principalement permis de savoir que :

- En choisissant des profils de consommation par période, ce n'est pas nécessairement le groupe dont la consommation annuelle est la plus importante qui implique un coût d'énergie produite et consommée maximal par rapport aux autres. En effet, seule une étude sur toute la durée de vie du système (dans notre cas 25 ans) peut nous renseigner sur cela.
- Considérer un profil de consommation simplifié sans tenir compte d'éventuels changements suivant les différentes périodes de l'année peut amener à un sur-dimensionnement du système, donc des valeurs de $Cost_{kWh}$ plus grandes.

Concernant les deux sous systèmes, le générateur photovoltaïque et les éoliennes, nous avons tiré deux enseignements majeurs les concernant d'après les résultats de l'optimisation :

- Un site isolé en Algérie, surtout au Sud, possède un fort ensoleillement, donc est apte à recevoir une installation photovoltaïque. Les panneaux de cette installation peuvent être à haut rendement, et ceci implique une surface occupée réduite mais un coût d'investissement gonflé, ou à faible rendement (ou moyen), et ceci implique une plus grande surface occupée accompagnée d'un coût d'investissement réduit. Cependant, puisque dans ces sites, les espaces vides ne manquent pas, donc nous préférons installer des panneaux à rendement réduit et gagner en terme de coût d'investissement.
- La puissance produite par une éolienne est caractérisée par une courbe de puissance. avant d'opter pour un modèle, il faut au préalable analyser l'évolution de sa courbe de puissance en fonction du profil des vitesses du vent de l'endroit où nous voulons installer l'éolienne.

Notre étude nous a aussi permis de relever un point très important concernant le coût global des différents composants du système hybride durant leur cycle de vie. En effet, dans de nombreuses études, et spécialement pour les panneaux photovoltaïque, la surface optimale est prise comme elle est et le coût est calculé sur la base de ce seul paramètre. Or, nous avons bien vu que, à certains moments, et en considérant le nombre de panneaux au lieu de leur surface lors du calcul du coût du générateur PV, la valeur de N_{pv} doit être un entier positif, donc si nous recalculons S_{pv} suivant ce dernier, il est fort possible qu'elle soit plus importante que la valeur de S_{pv} optimale donnée par notre programme d'optimisation. ceci introduira une légère augmentation au niveau du coût, mais sera plus proche de la réalité que si nous avons seulement considéré le S_{pv} optimal, valeur qui donne dans la majorité des cas un nombre N_{pv} à virgule flottante, chose inadmissible dans la réalité (nous n'allons pas prendre 10 panneaux et un quart, par exemple).

Coté éolien, l'augmentation du nombre de turbines utilisées augmente considérablement l'énergie totale produite durant l'année. Ceci est accompagné par une diminution au niveau de S_{pv} , diminution qui n'est malheureusement pas assez importante pour abaisser le coût du kWh produit et consommé. Ainsi, nous concluons que dans des régions à fort ensoleillement, et où le régime de vent moyen, il est plus plus conseillé de préférer le coté photovoltaïque que le coté éolien.

Nous avons aussi analysé l'effet du rayonnement diffus, qui a fait l'objet de nombreuses

études afin de proposer des modèles pour le générer numériquement, ainsi que celui l'exposant de friction, qu'on peut soit prendre constant durant toute l'année, ou variable, sur les résultats de l'optimisation. Il est clairement apparu que selon le choix qu'on fait (mode mensuelle ou annuel pour le rayonnement diffus, α_f constant ou variable), les résultats peuvent changer, tel qu'il n'est pas possible de prédire l'importance de ces changements, ni leurs conséquences (des fois ça augmente $Cost_{kWh}$, des fois ça le diminue), avant d'optimiser le dimensionnement de notre système hybride. Toutefois, les précédentes analyses faites renseignent sur le fait qu'aucun modèle de rayonnement diffus n'est optimal pour toute l'année, et que prendre une valeur constante pour le coefficient de friction était une mauvaise approximation qui pouvait donner des résultats loin de la réalité. Pour cela, nous préférons le mode annuel pour le rayonnement diffus, et des valeurs variables pour α_f calculées d'après l'algorithme que nous avons développé.

Pour finir, nous pouvons conclure que pour les batteries, le paramètre DOD est très important et que sa valeur influence grandement le processus d'optimisation. Cependant, un algorithme en plus pour fixer la valeur optimale de ce paramètre serait conseillé puisque tout comme pour le rayonnement diffus et l'exposant de friction, nous ne pouvons prédire son influence sur les résultats finaux avant que l'optimisation ne se termine.

Conclusion

Dans cette partie nous avons effectué un travail divisé en deux étapes. La première nous a servit à évaluer, quantitativement et qualitativement, les deux gisements renouvelables que notre système hybride va exploiter pour produire de l'électricité. Ainsi, grâce à une réactualisation de la carte du potentiel solaire en Algérie, nous avons pu confirmer que notre pays disposait effectivement d'un énorme gisement d'énergie solaire qui n'attend que d'être exploité à sa juste valeur. Pour le côté éolien, nous avons analysé les gisements de 24 sites répartis un peu partout à travers l'Algérie. Le manque de données ne nous a pas permis de contribuer à la réactualisation de la carte des vents d'Algérie. Nous avons terminé par effectué une analyse des complémentarités entre ces deux sources.

Dans la deuxième étape, nous avons développé notre propre programme d'optimisation basé sur le langage de programmation Python. Ce programme, conçu de manière interactive, comporte trois modes : Système photovoltaïque seul, système éolien seul, et système hybride PV/éolien.

Après le choix des régions (El Golea et Tindouf), nous avons appliqué notre programme d'optimisation. Tout en considérant plusieurs configurations, nous avons varié différents paramètres afin de tester leur influence sur les résultats finaux. Le critère essentiel qui nous a servit lors de la comparaison entre les deux sites étudiés est le coût du kWh produit et consommé, et nous avons vu que c'est dans Tindouf, région qui possède une valeur maximale et positive pour r_p qu'il est le plus intéressant d'installer un système hybride PV/éolien avec stockage.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Dans le but de satisfaire en électricité les populations des sites isolés et afin de diminuer leur dépendance aux sources fossiles, plus particulièrement les groupes électrogènes utilisant du diesel, plusieurs études et travaux furent menés autour des systèmes utilisant les énergies renouvelables. Ces énergies, en plus d'être propres par rapport aux sources fossiles, sont inépuisables à l'échelle humaine du temps et permettent une production décentralisée d'électricité, par conséquent peuvent constituer des systèmes autonomes. Toutefois, la question du dimensionnement de ces systèmes constitue toujours une étape cruciale lors de leur installation. Dans notre travail de recherche, nous avons porté un intérêt particulier à l'optimisation du dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/éolien pour une application sur site isolé.

Notre travail a été mené en trois grandes parties. Dans la première, nous avons introduit le concept d'énergie de façon générale, ses formes, ses sources ainsi que ses transformations, tout en passant en revue le programme algérien de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Ce programme, lancé en 2011, ambitionne d'atteindre à l'horizon 2030 plus de 40% d'électricité produite à partir de sources renouvelables.

Le thème de notre thèse est axé sur la production d'énergie électrique à partir d'un système hybride PV/éolien. Tout en exposant la production, transport et distribution de cette dernière, nous avons mis en évidence les difficultés et les problèmes de l'alimentation des sites isolés en électricité. Cela nous a permis d'introduire le concept de système hybride et grâce à une large revue de littérature, nous avons montré qu'il reste beaucoup de recherche à mener. Peu de travaux se sont intéressés à l'analyse des complémentarités entre les deux sources renouvelables utilisées dans ce type de système. De plus beaucoup de logiciels et de programmes payants " closed source " ont été exploités afin de dimensionner les systèmes hybrides PV/éolien, ce qui empêche généralement d'accéder à leurs codes sources et ça pénalise l'utilisateur qui ne peut ni comprendre la modélisation mathématique utilisée, ni y apporter ses propres modifications. Dans ce contexte, nous avons décidé de développer notre propre programme d'optimisation à base du langage de programmation Python, et de laisser un accès libre à son code source pour d'éventuelles améliorations. Ce choix nous a offert une facilité d'utilisation et une grande flexibilité par rapport au programme et à l'algorithme d'optimisation conçus.

Dans la deuxième partie de notre travail, nous nous sommes intéressés aux modélisations mathématiques des différents composants du système hybride. Dans un premier temps, nous avons présenté le générateur photovoltaïque. Durant l'étude menée autour de ce dernier, la nécessité de disposer de données de rayonnement solaire est apparue évidente et cruciale pour la continuité de notre travail. Cependant, leur rareté et la difficulté d'accès à ce type de données en Algérie nous ont poussé à trouver des solutions de substitution. Afin de répondre à ce point crucial, étape indispensable pour toute évaluation d'un gisement solaire, nous avons développé une méthodologie complète pour générer, numériquement, les valeurs horaires du rayonnement solaire sur surface inclinée. Durant cette étape, nous avons pu saisir l'importance du choix du modèle adéquat pour générer la composante diffuse du rayonnement. Pour cela, plusieurs modèles sont présentés en vue d'une analyse comparative dans la dernière partie de notre thèse. Pour terminer, nous avons démontré la dépendance du rendement de conversion photovoltaïque des cellules solaires envers le paramètre température.

La deuxième source énergétique utilisée pour notre système hybride étant l'énergie éolienne, nous avons présenté cette dernière. Nous avons remarqué que la caractéristique intermittente du vent rendait très difficile le suivi des variations de ses vitesses à travers le temps. De nombreuses études ont été effectuées afin de décrire statistiquement les fréquences de ces vitesses. Très utilisée dans ces études, la loi de Weibull connaît un très grand succès. Cependant, il existe d'autres fonctions statistiques qui pourraient s'appliquer à l'éolien. Ceci nous a mené à présenter 7 autres lois tout en introduisant la notion de fonction hybride. Tout comme pour les modèles du rayonnement diffus, cette initiative avait pour but d'analyser, dans la dernière partie, toutes ces lois et de faire une comparaison entre leurs efficacités respectives.

Une éolienne est souvent caractérisée par une courbe parabolique de puissance. Cette courbe permet de calculer la production électrique instantanée de la turbine en fonction des différentes vitesses du vent. De nombreux modèles sont proposés afin de reconstruire cette courbe à partir de certains paramètres de base fournis par le constructeur de l'éolienne. Nous les avons présenté tout en proposant notre propre méthodologie basée sur un polynôme de degré n . Plus tard, une analyse de chacune des courbes de puissances des éoliennes utilisées a permis d'évaluer la valeur optimale de n . De plus, nous avons mis en évidence la relation

qu'à la puissance éolienne produite avec la hauteur du mât.

Dans le dernier chapitre de cette deuxième partie, les aspects stockage, contrôle et régulation d'énergie furent abordés. Notre choix s'est porté sur des accumulateurs au plomb et nous avons vu que pour ces derniers, le paramètre *DOD* (Depth of discharge) est très important lors de leur modélisation. En effet, il influence l'évolution de la capacité d'énergie stockée ainsi que le nombre de cycles des batteries. Nous avons proposé une relation pour suivre, à chaque heure, l'état de charge de nos accumulateurs avant de développer une méthodologie pour le calcul du rendement de conversion des onduleurs. Dans beaucoup d'autres études, ce rendement est généralement pris constant tout au long du processus d'optimisation. Dans notre travail, nous avons étudié l'influence de sa variation sur les résultats finaux.

La dernière partie de notre thèse, répartie en deux chapitres, a été consacrée à l'application de notre méthode d'optimisation pour deux sites en Algérie. Afin de sélectionner ces derniers, nous avons préalablement analysé les potentiels solaire et éolien de notre pays. Nous avons commencé par réactualiser le gisement solaire algérien tout en mettant en évidence les problématiques qui se posent, nous avons proposé notre propre démarche afin d'obtenir les données nécessaires à notre travail. Ainsi, nous avons tracé 12 cartes mensuelles représentant les gisements solaires des 12 mois de l'année. En les analysant, nous avons constaté qu'en Algérie, c'est dans la partie Sud du pays que cette énergie est la plus abondante. Toutefois, en nous focalisant sur le Nord, il est apparu évident que c'est le côté ouest du pays qui était le plus ensoleillé.

Ensuite, nous avons sélectionné 24 sites répartis un peu partout à travers le pays et nous avons évalué la puissance moyenne annuelle extractible à partir des régimes de vent qui soufflent dans ces sites. Nous avons conclu le passage consacré à l'analyse des gisements des deux sources utilisées dans notre système hybride par une analyse des complémentarités temporelles et énergétiques entre elles. Nous avons proposé un nouveau paramètre r_p (produit entre complémentarité temporelle et énergétique) qui tient compte de ces complémentarités. Suivant les valeurs qu'il peut prendre, trois catégories de sites peuvent être considérés. Nous, dans notre étude, nous avons décidé de prendre les extremums de ces valeurs et de sélectionner les sites qui y correspondent tout en prenant en compte le critère isolement. Ainsi, Tindouf et El Golea ont été retenus.

Dans le deuxième chapitre de cette partie, nous avons effectué une analyse comparative des performances des modèles de génération de rayonnement diffus ainsi que des lois statistiques. Les résultats ont montré que :

- Pour le rayonnement diffus, les modèles anisotropes donnent des résultats plus précis que les modèles isotropes. Aussi, aucun modèle n'est performant tout au long de l'année. Il est plus préférable de considérer un mode de génération mensuel pour le rayonnement diffus plutôt que le mode annuel.
- Bien que la distribution de Weibull soit la plus utilisée, d'autres lois peuvent s'appliquer au domaine éolien et même donner de meilleurs résultats (nous prenons l'exemple du régime des vitesses horaires de vent de Tindouf).

Afin d'appliquer notre méthode d'optimisation, nous avons besoin de considérer un ensemble de charges à alimenter. En décidant de prendre plusieurs groupes d'habitations et de comparer les résultats trouvés, nous avons conclu que :

- En choisissant des profils de consommation par période, nous avons constaté que le groupe dont la consommation annuelle est la plus importante n'implique pas directement un coût d'énergie produite et consommée maximal par rapport aux autres. En effet, seule une étude sur toute la durée de vie du système (dans notre cas 25 ans) peut nous renseigner sur cela.
- Considérer un profil de consommation simplifié sans tenir compte d'éventuels changements suivant les différentes périodes de l'année peut amener à un sur-dimensionnement du système, donc des valeurs du coût du kWh $Cost_{kWh}$ plus grandes.

En appliquant notre méthode d'optimisation aux deux sites retenus, les résultats ont montré que dans des situations similaires, c'est dans le site de Tindouf que le coût de l'électricité produite et consommée $Cost_{kWh}$ est le plus faible. Nous avons conclu que dans le cas de système hybride PV/éolien avec stockage, plus le paramètre r_p est positivement grand, plus la région où l'on veut installer notre système hybride est adaptée pour avoir de faibles valeurs du coût $Cost_{kWh}$.

Après avoir analysé les performances individuelles des deux sous-systèmes : photovoltaïque et éolien, en plus des batteries. Nous avons constaté que :

- Pour un site isolé se trouvant au Sud de l'Algérie, nous disposons d'un grand gisement

solaire, ce qui implique que des panneaux photovoltaïques installés dans ce site peuvent produire une grande quantité d'énergie électrique, représentant une solution idéale pour subvenir aux besoins des habitations isolées. Les panneaux peuvent être à haut rendement et occuper un espace réduit tout en augmentant le coût d'investissement, où à faible rendement (ou moyen) et occuper un espace plus grand tout en diminuant le coût d'investissement.

En considérant la relation inversement proportionnelle entre surface de captation et rendement des cellules, vu que le problème d'encombrement ne se pose pas et que nous avons un fort gisement solaire au Sud algérien, il est préférable d'opter pour de grandes surfaces de panneaux avec des rendements de cellules réduits, ce qui représente un gain appréciable au niveau du coût de ces panneaux et par conséquent au niveau du coût du kWh produit et consommé.

- Pour la deuxième source, avant d'opter pour un modèle d'éolienne, il faut au préalable analyser l'évolution de sa courbe de puissance en fonction du profil des vitesses du vent de l'endroit où nous voulons l'installer.
- L'augmentation du nombre de turbines augmente considérablement l'énergie totale produite durant l'année. Ceci est accompagné par une diminution au niveau de la surface photovoltaïque totale S_{pv} , diminution qui n'est malheureusement pas assez importante pour avoir une influence notable sur le coût du kWh produit et consommé. Ceci montre que dans des régions à fort ensoleillement, où le régime de vent est faible ou moyen, il est plus préférable d'utiliser une plus grande puissance photovoltaïque au lieu d'augmenter le nombre de turbines.
- Le rayonnement diffus et son mode de génération, tout comme l'exposant de friction, peuvent influencer les résultats du processus d'optimisation. Toutefois, comme nous l'avons vu, il est préférable de considérer le mode mensuel pour le rayonnement diffus, et une valeur variable pour l'exposant de friction.
- Pour les batteries, le paramètre DOD est très important. Sa valeur influence grandement le processus d'optimisation. Cependant, un algorithme en plus pour fixer la valeur optimale de ce paramètre est conseillée puisque tout comme pour le rayonnement diffus et l'exposant de friction, nous ne pouvons prédire son influence sur les

résultats finaux avant que l'optimisation ne se termine.

Comme conclusions, nous proposons les perspectives suivantes :

- Un des plus grands problèmes auquel nous avons fait face durant le déroulement de nos travaux de doctorat était le manque de données concernant l'énergie solaire et l'éolien en Algérie. En effet, malgré le fait qu'il y a un réseau assez conséquent pour les mesures des paramètres météorologiques en relation avec les systèmes des énergies renouvelables, il est très difficile de les obtenir. Durant la préparation de notre thèse, nous avons à maintes reprises été confrontés à l'indisponibilité et manque de données, ceci nous a poussé à chercher des solutions de rechange, des solutions disponibles pour tous et facilement exploitables. Ainsi, grâce à des bases de données accessibles en ligne regroupant des mesures satellitaires ainsi que des archives provenant de stations météorologiques se trouvant partout dans le monde, nous avons eu accès à plusieurs données relatives aux mesures des rayonnement solaire ainsi que les vitesses du vent. Comme perspective à notre travail, nous songeons à fructifier les bases que nous nous sommes constitués et les rendre disponibles. Aussi, nous espérons que notre travail contribuera à répondre à certains problèmes soulevés au niveau de l'accès aux données.
- Le programme que nous avons développé est basé sur un langage de programmation gratuit, libre et open source. En plus du fait que nous proposons son code source dans l'annexe de notre thèse, nous allons le partager dans les réseaux spécialisés afin qu'il puisse servir à d'autres et aussi être modifié et amélioré par les spécialistes du domaine.
- Notre programme d'optimisation se présente en ligne de commande. Nous songeons à lui donner une interface graphique dans une prochaine version afin qu'il soit plus conviviale. Aussi, le langage python peut être exécuté sur des terminaux mobiles. Cette particularité nous permet d'envisager des versions pour "smartphones" et autres tablettes tactiles.
- La réactualisation du gisement solaire algérien a été faite sur la base de moyennes journalières sur plan horizontal. Grâce à la méthodologie que nous avons développé, nous pouvons faire une autre réactualisation utilisant des données horaires suivant plusieurs inclinaisons.

- Nous avons choisi des panneaux photovoltaïques fixes. Ce choix fût motivé par le fait que nous avons opté pour de petites puissances. Toutefois, nous pouvons envisagé comme perspective d'intégrer une option en plus dans le programme d'optimisation qui donne le choix entre panneaux fixes ou panneaux utilisant un suiveur solaire.
- Les complémentarités entre les deux sources furent calculées que pour 24 sites. Le manque de données éoliennes nous a empêché de compléter cette analyse pour le reste du territoire algérien. Tout comme pour le gisement solaire, après avoir récupéré assez de données relatives aux vitesses, tout en réactualisant la carte des vents de l'Algérie, nous songeons à établir des cartes pour les complémentarités temporelles et énergétiques entre ces deux sources. ces cartes pourront servir à repérer les endroits où il serait intéressant d'installer des systèmes hybrides.
- Nous avons analysé durant le processus d'optimisation l'influence de plusieurs paramètres. Toutefois, nous pouvons ajouter d'autres, par exemple : dégradation du rendement PV au fil des années, effet de la température du la puissance éolienne ...etc.
- Enfin, nous avons remarqué que dans l'ensemble des situations étudiées, l'énergie annuelle produite était plus grande que l'énergie demandée par les différentes charges. Ceci nous pousse à songer à étudier la possibilité d'injecter le surplus d'énergie dans le réseau général de distribution électrique si et seulement cette solution représente un gain d'argent plus conséquent que celui investit pour l'extension du réseau jusqu'à ces sites.

Bibliographie

- [1] Notton, G., & Muselli, M. Utilisation rationnelle de l'énergie et énergies renouvelables, des allies incontestables : application à une production décentralisée d'électricité photovoltaïque. Université de Corse-Centre de Recherches" Energie et Systèmes ". URA CNRS, 2053.
- [2] "Énergies pour l'Afrique", site : <http://www.energiespourlafrique.org/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [3] "Wikipedia, the free Encyclopedia", site : https://en.wikipedia.org/wiki/Main_Page (dernier accès le 23 - 03 - 2016)
- [4] Ngaô, C. (2008). L'énergie : Ressources, technologies et environnement.
- [5] Viegas, J. (2004). Kinetic and potential energy : understanding changes within physical systems. The Rosen Publishing Group.
- [6] "Environnement, écologie, nature, photos, sciences de la Terre Source", site : <https://notre- plante.info> (dernier accès le 10 - 10 - 2015)
- [7] Lemoine-Schonne, M. (2015, November). La COP 21 : Enjeux et perspectives des négociations internationales sur le climat.
- [8] CEA. Europe. (2015). Mémento sur l'énergie. Paris, France.
- [9] "Energy for me, essentiel energy education", site : <https://energy4me.org> (dernier accès le 21 - 11 - 2015)
- [10] Evans, A., Strezov, V., & Evans, T. J. (2009). Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. Renewable and sustainable energy reviews, 13(5), 1082-1088.
- [11] "Statistiques mondiales écologiques", site : <http://planetoscope.com> (dernier accès le 01 - 05 - 2016)

- [12] "Environnemental news, green living and sustainable business", site <http://ecowatch.com/> (dernier accès le 23 - 04 - 2016)
- [13] REN21, P. S. (2015). Renewables 2015 global status report. Paris, France : REN21 Secretariat.
- [14] Teske, S., Muth, J., Sawyer, S., Pregger, T., Simon, S., Naegler, T., ... & Graus, W. H. J. (2012). Energy [r] evolution-a sustainable world energy outlook. Greenpeace International, EREC and GWEC.
- [15] "The International Renewable Energy Agency", site : <http://resourceirena.irena.org/gateway/> (dernier accès le 20 - 02 - 2016)
- [16] Ministère Algérien de l'Énergie et des Mines (2011). Programme algérien de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Algérie.
- [17] "Portail algérien des énergies renouvelables", site : <http://portail.cder.dz/> (dernier accès le 20 - 05 - 2016)
- [18] Bouzid, Z., Ghellai, N., & Mezghiche, T. (2015). Overview of Solar Potential, State of the Art and Future of Photovoltaic Installations in Algeria. International Journal of Renewable Energy Research (IJRER), 5(2), 427-434.
- [19] "Algeria press service", site : <http://www.aps.dz/en/> (dernier accès le 20 - 05 - 2016)
- [20] Lemonnier, M. (2011). Efficacité énergétique et smart gride : comment accélérer ?. The european cleantech conference, Paris.
- [21] IBRAHIM, H., ILINCA, A., & PERRON, J. (2008). Investigations des différentes alternatives renouvelables et hybrides pour l'électrification des sites isolés. Rapport interne, UQAR, UQAC, LREE- 03.
- [22] Paire, D. (2010). Dimensionnement et gestion d'énergie de systèmes d'entraînements électriques hybrides : application à un ascenseur avec récupération d'énergie (Thèse de Doctorat, Université de Technologie de Belfort-Montbéliard).
- [23] Essalaimeh, S., Al-Salaymeh, A., & Abdullat, Y. (2013). Electrical production for domestic and industrial applications using hybrid PV-wind system. Energy Conversion and Management, 65, 736-743.

- [24] Yang, H., Zhou, W., Lu, L., & Fang, Z. (2008). Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar energy*, 82(4), 354-367.
- [25] Davis, L. (1991). *Handbook of genetic algorithms*.
- [26] Koutroulis, E., Kolokotsa, D., Potirakis, A., & Kalaitzakis, K. (2006). Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar energy*, 80(9), 1072-1088.
- [27] Sánchez, V., Ramirez, J. M., & Arriaga, G. (2010, March). Optimal sizing of a hybrid renewable system. In *Industrial Technology (ICIT), 2010 IEEE International Conference on* (pp. 949-954). IEEE.
- [28] Kennedy, J. (2010). Particle swarm optimization. In *Encyclopedia of Machine Learning* (pp. 760-766). Springer US.
- [29] Van Laarhoven, P. J., & Aarts, E. H. (1987). *Simulated annealing : theory and applications* (Vol. 37). Springer Science & Business Media.
- [30] Kaabeche, A., Belhamel, M., Ibtouen, R., Moussa, S., & Benhaddadi, M. R. (2006). Optimisation d'un système hybride (éolien-photovoltaïque) totalement autonome. *Revue des énergies renouvelables*, 9(3), 199-209.
- [31] Laidi, M., Hanini, S., Abbad, B., Merzouk, N. K., & Abbas, M. (2012). Study of a solar PV-wind-battery hybrid power system for a remotely located region in the Southern Algerian Sahara : case of refrigeration. *Journal of Technology Innovations in Renewable Energy*, 1(1), 30-38.
- [32] "Hybrid Renewable and Distributed Generation System Design Software", site : <http://www.homerenergy.com/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [33] Othman, B., Murtadha, M., & Musirin, I. (2010, June). Optimal sizing and operational strategy of hybrid renewable energy system using homer. In *Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO), 2010 4th International* (pp. 495-501). IEEE.
- [34] Nandi, S. K., & Ghosh, H. R. (2009). A wind-PV-battery hybrid power system at Sitakunda in Bangladesh. *Energy Policy*, 37(9), 3659-3664.

- [35] Himri, Y., Stambouli, A. B., Draoui, B., & Himri, S. (2008). Techno-economical study of hybrid power system for a remote village in Algeria. *Energy*, 33(7), 1128-1136.
- [36] Bajpai, P., Prakshan, N. P., & Kishore, N. K. (2009, January). Renewable hybrid stand-alone telecom power system modeling and analysis. In *TENCON 2009-2009 IEEE Region 10 Conference* (pp. 1-6). IEEE.
- [37] Shaahid, S. M., El-Amin, I., Rehman, S., Al-Shehri, A., Ahmad, F., Bakashwain, J., & Al-Hadhrami, L. M. (2010). Techno-economic potential of retrofitting diesel power systems with hybrid wind-photovoltaic-diesel systems for off-grid electrification of remote villages of Saudi Arabia. *International Journal of Green Energy*, 7(6), 632-646.
- [38] Jennings, W., & Green, J. (2001). Optimization of electric power systems for off-grid domestic applications : An Argument for Wind/Photovoltaic Hybrids. *Journal of Undergraduate Research*, 1.
- [39] Alam, M. S., & Gao, D. W. (2007, May). Modeling and analysis of a wind/PV/fuel cell hybrid power system in HOMER. In *Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007. 2nd IEEE Conference on* (pp. 1594-1599). IEEE.
- [40] Rohani, A., Mazlumi, K., & Kord, H. (2010, May). Modeling of a hybrid power system for economic analysis and environmental impact in HOMER. In *Electrical Engineering (ICEE), 2010 18th Iranian Conference on* (pp. 819-823). IEEE.
- [41] Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2008). Multi-objective design of PV–wind–diesel–hydrogen–battery systems. *Renewable energy*, 33(12), 2559-2572.
- [42] Chedid, R., & Rahman, S. (1997). Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 12(1), 79-85.
- [43] Iverson, Z., Achuthan, A., Marzocca, P., & Aidun, D. (2013). Optimal design of hybrid renewable energy systems (HRES) using hydrogen storage technology for data center applications. *Renewable Energy*, 52, 79-87.
- [44] Castañeda, M., Fernández, L. M., Sánchez, H., Cano, A., & Jurado, F. (2012, March). Sizing methods for stand-alone hybrid systems based on renewable energies and hydrogen. In *Electrotechnical Conference (MELECON), 2012 16th IEEE Mediterranean* (pp. 832-835). IEEE.

- [45] Chong, W. T., Naghavi, M. S., Poh, S. C., Mahlia, T. M. I., & Pan, K. C. (2011). Techno-economic analysis of a wind-solar hybrid renewable energy system with rainwater collection feature for urban high-rise application. *Applied Energy*, 88(11), 4067-4077.
- [46] Stoyanov, L., Notton, G., Lazarov, V., & Ezzat, M. (2010, April). Wind and solar energies production complementarity for various bulgarian sites. In 1st Mediterranean Seminar on Wind Energy (p. CT312).
- [47] Kreider, J. F., & Kreith, F. (1981). *Solar energy handbook*.
- [48] "Centre de ressources sur les panneaux solaires et la production d'électricité", site : <http://www.photovoltaique.info/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [49] BOUZID, Z. (2014). Dimensionnement des systèmes photovoltaïques autonomes basé sur le concept d'utilisabilité horaire. Application au sud Algérien (Mémoire de Master, université de Tlemcen, Algérie).
- [50] "Pi energy, l'efficacité énergétique, un enjeu planétaire, site : <http://pienergy.wordpress.com> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [51] "Market research, scouting and events on emerging technologies", site : <http://www.idtechex.com/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [52] Doggett, L. E., Kaplan, G. H., Mann, P. K. S., & United States. Nautical Almanac Office. (1978). *Almanac for Computers for the Year 1978*. Nautical Almanac Office.
- [53] CEA. Europe. (Septembre 2013). Les défis du CEA, numéro 182.
- [54] Cooper, P. I. (1969). The absorption of radiation in solar stills. *Solar energy*, 12(3), 333-346.
- [55] Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1980). *Solar engineering of thermal processes*(Vol. 3). New York etc. : Wiley.
- [56] Erbs, D. G., Klein, S. A., & Duffie, J. A. (1982). Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar energy*, 28(4), 293-302.
- [57] Collares-Pereira, M., & Rabl, A. (1979). The average distribution of solar radiation- correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar energy*, 22(2), 155-164.

- [58] Liu, B. Y., & Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar energy*, 4(3), 1-19.
- [59] Orgill, J. F., & Hollands, K. G. T. (1977). Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar energy*, 19(4), 357-359.
- [60] Iqbal, M. (2012). *An introduction to solar radiation*. Elsevier.
- [61] Koronakis, P. S. (1986). On the choice of the angle of tilt for south facing solar collectors in the Athens basin area. *Solar Energy*, 36(3), 217-225.
- [62] Tian, Y. Q., Davies-Colley, R. J., Gong, P., & Thorrold, B. W. (2001). Estimating solar radiation on slopes of arbitrary aspect. *Agricultural and Forest Meteorology*, 109(1), 67-74.
- [63] Badescu, V. (2002). 3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces. *Renewable Energy*, 26(2), 221-233.
- [64] Temps, R. C., & Coulson, K. L. (1977). Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy*, 19(2), 179-184.
- [65] Klucher, T. M. (1979). Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar energy*, 23(2), 111-114.
- [66] Gueymard, C. (1989). A two-band model for the calculation of clear sky solar irradiance, illuminance, and photosynthetically active radiation at the earth's surface. *Solar Energy*, 43(5), 253-265.
- [67] Bugler, J. W. (1977). The determination of hourly insolation on an inclined plane using a diffuse irradiance model based on hourly measured global horizontal insolation. *Solar Energy*, 19(5), 477-491.
- [68] Hay, J. E. (1979). Calculation of monthly mean solar radiation for horizontal and inclined surfaces. *Solar Energy*, 23(4), 301-307.
- [69] Skartveit, A., & Olseth, J. A. (1986). Modelling slope irradiance at high latitudes. *Solar Energy*, 36(4), 333-344.
- [70] Reindl, D. T., Beckman, W. A., & Duffie, J. A. (1990). Evaluation of hourly tilted surface radiation models. *Solar Energy*, 45(1), 9-17.

- [71] Steven, M. D., & Unsworth, M. H. (1980). The angular distribution and interception of diffuse solar radiation below overcast skies. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 106(447), 57-61.
- [72] Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J., & Stewart, R. (1990). Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar energy*, 44(5), 271-289.
- [73] Ghellai, N. (2000). Dimensionnement optimal d'une installation photovoltaïque (Mémoire de magistère, Université de Tlemcen)
- [74] Bouzid, Z., Ghellai, N., & Benmedjahed, M. (2015). Estimation of Solar Radiation, Management of Energy Flow and Development of a New Approach for the Optimisation of the Sizing of Photovoltaic System ; Application to Algeria. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 5(1), 317- 324.
- [75] Evans, D. L. (1981). Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar energy*, 27(6), 555-560.
- [76] Evans, D. L., & Florschuetz, L. W. (1977). Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. *Solar Energy*, 19(3), 255-262.
- [77] Hegazy, A. A. (2000). Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Conversion and Management*, 41(8), 861-881.
- [78] Stoyanov, L. (2011). Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables (Thèse de doctorat, Université Pascal Paoli).
- [79] "Le projet collaboratif sur l'éolien", site : <http://eolienne.f4jr.org/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [80] "Développement durable, rechauffement planétaire, environnement, énergies renouvelables", site : <http://www.mtaterre.fr/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [81] Pelletier, F. (2003). Conception d'un site d'évaluation des performances d'éoliennes hors réseau en milieu complexe (thèse de Doctorat, École de technologie supérieure).
- [82] Manwell, J. F., McGowan, J. G., & Rogers, A. L. (2010). *Wind energy explained : theory, design and application*. John Wiley & Sons.

- [83] HAMDI, N. (2008). Modélisation et commande des génératrices éoliennes. Memoire de Magister, Université Mentouri de Constantine.
- [84] Center, W. R. Wind and solar power systems.
- [85] Mahri, Z. L., Rouabah, M. S., & Zid, S. (2007). Calcul des efforts aérodynamiques agissant sur les pales d'une petite éolienne. *Revue des énergies renouvelables*, 10(2), 241-256.
- [86] Zine Labidine, M. (2011). Etude dynamique et optimisation des pales d'un aerogenerateur (thèse de Doctorat, Université Mentouri Constantine).
- [87] "Énergie+" <http://www.energieplus-lesite.be/> (dernier accès le 14 - 04 - 2016)
- [88] MOHAMMED, B. Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension (thèse de Doctorat, UNIVERSITE ABOU-BEKR BELKAID TLEMCEEN).
- [89] Lopez, M. (2008). Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée (thèse de Doctorat, Université Paris Sud-Paris XI).
- [90] Seguro, J. V., & Lambert, T. W. (2000). Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 85(1), 75-84.
- [91] Weisser, D. (2003). A wind energy analysis of Grenada : an estimation using the 'Weibull' density function. *Renewable energy*, 28(11), 1803-1812.
- [92] Celik, A. N. (2004). A statistical analysis of wind power density based on the Weibull and Rayleigh models at the southern region of Turkey. *Renewable energy*, 29(4), 593-604.
- [93] Islam, M. R., Saidur, R., & Rahim, N. A. (2011). Assessment of wind energy potentiality at Kudat and Labuan, Malaysia using Weibull distribution function. *Energy*, 36(2), 985-992.
- [94] Lun, I. Y., & Lam, J. C. (2000). A study of Weibull parameters using long-term wind observations. *Renewable Energy*, 20(2), 145-153.
- [95] Ulgen, K., & Hepbasli, A. (2002). Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of Izmir, Turkey. *International Journal of Energy Research*, 26(6), 495-506.
- [96] Hennessey Jr, J. P. (1977). Some aspects of wind power statistics. *Journal of applied meteorology*, 16(2), 119-128.

- [97] Rehman, S., Halawani, T. O., & Husain, T. (1994). Weibull parameters for wind speed distribution in Saudi Arabia. *Solar Energy*, 53(6), 473-479.
- [98] Gökçek, M., Bayülken, A., & Bekdemir, Ş. (2007). Investigation of wind characteristics and wind energy potential in Kırklareli, Turkey. *Renewable Energy*, 32(10), 1739-1752.
- [99] Bowden, G. J., Barker, P. R., Shestopal, V. O., & Twidell, J. W. (1983). The Weibull distribution function and wind power statistics. *Wind Engineering*, 7, 85-98.
- [100] Jamil, M., Parsa, S., & Majidi, M. (1995). Wind power statistics and an evaluation of wind energy density. *Renewable energy*, 6(5), 623-628.
- [101] Tuller, S. E., & Brett, A. C. (1984). The characteristics of wind velocity that favor the fitting of a Weibull distribution in wind speed analysis. *Journal of Climate and Applied Meteorology*, 23(1), 124-134.
- [102] Takle, E. S., & Brown, J. M. (1978). Note on the use of Weibull statistics to characterize wind-speed data. *Journal of Applied Meteorology*, 17(4), 556-559.
- [103] "MAximum likelihood estimation", site : <https://online-courses.science.psu.edu/stat414/node/191> (dernier accès le : 23 - 12 - 2015)
- [104] Kaminsky, F. C. (1977). Four probability densities/log-normal, gamma, Weibull, and Rayleigh/and their application to modelling average hourly wind speed. In *International Solar Energy Society, Annual Meeting (Vol. 1, pp. 19-6)*.
- [105] Bardsley, W. E. (1980). Note on the use of the inverse Gaussian distribution for wind energy applications. *Journal of Applied Meteorology*, 19(9), 1126-1130.
- [106] Stacy, E. W., & Mihram, G. A. (1965). Parameter estimation for a generalized gamma distribution. *Technometrics*, 7(3), 349-358.
- [107] Cohen, A. C. (1951). On estimating the mean and variance of singly truncated normal frequency distributions from the first three sample moments. *Annals of the Institute of Statistical Mathematics*, 3(1), 37-44.
- [108] Smith, O. E. (1971, January). APPLICATION OF DISTRIBUTIONS DERIVED FROM BIVARIATE NORMAL DENSITY FUNCTION. In *BULLETIN OF THE AMERICAN METEOROLOGICAL SOCIETY (Vol. 52, No. 3, p. 222)*. 45 BEACON ST, BOSTON, MA 02108-3693 : AMER METEOROLOGICAL SOC.

- [109] Guzzi, R., & Justus, C. G. (1988). Physical climatology for solar and wind energy. World Scientific.
- [110] Justus, C. G., & Mikhail, A. (1976). Height variation of wind speed and wind distributions statistics. *Geophysical Research Letters*, 3(5), 261-264.
- [111] BOUDIA, S. M. (2013). Optimisation de l'Évaluation Temporelle du Gisement Énergétique Éolien par Simulation Numérique et Contribution à la Réactualisation de l'Atlas des Vents en Algérie (thèse de Doctorat, université de Tlemcen).
- [112] French, A. P. (1971). *Newtonian mechanics*. WW Norton, Incorporated.
- [113] Pallabazzer, R. (2004). Previsional estimation of the energy output of windgenerators. *Renewable Energy*, 29(3), 413-420.
- [114] Şahin, A. Z., & Aksakal, A. (1998). Wind power energy potential at the northeastern region of Saudi Arabia. *Renewable Energy*, 14(1), 435-440.
- [115] Hiendro, A., Kurnianto, R., Rajagukguk, M., & Simanjuntak, Y. M. (2013). Techno-economic analysis of photovoltaic/wind hybrid system for onshore/remote area in Indonesia. *Energy*, 59, 652-657.
- [116] Berndt, D. (1997). *Maintenance-free batteries : lead-acid, nickel-cadmium, nickel-metal hydride ; a handbook of battery technology ;* nickel/cadmium nickel/metal*. Research Studies Press.
- [117] "A Guide to Understanding Battery Specifications", document en ligne : http://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf (dernier accès le 25 - 12 - 2015)
- [118] "Le manuel du technicien photovoltaïque", document en ligne : http://www.peracod.sn/IMG/pdf/Le_manuel-technicien-photovoltaïque.pdf (dernier accès le 25 - 12 - 2015)
- [119] "Modules et systèmes photovoltaïques", document en ligne : http://www.cythelia.fr/images/file/Systemes%20PV_Alain%20Ricaud_Sept-08.pdf (dernier accès le 25 - 12 - 2015)
- [120] "Cours sur le redressement", document en ligne : http://emmanuel.hourdequin.free.fr/documents/GC/cours/Cours_GC_avril_2008_redressement.pdf (dernier accès le 25 - 12 - 2015)

- [121] Yang, H., Zhou, W., Lu, L., & Fang, Z. (2008). Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar energy*, 82(4), 354-367.
- [122] Thiaux, Y. (2010). Optimisation des profils de consommation pour minimiser les coûts économique et énergétique sur cycle de vie des systèmes photovoltaïques autonomes et hybrides-Evaluation de la technologie Li-ion (thèse de Doctorat, École normale supérieure de Cachan-ENS Cachan).
- [123] Kjaer, S. B., Pedersen, J. K., & Blaabjerg, F. (2005). A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *Industry Applications, IEEE Transactions on*, 41(5), 1292-1306.
- [124] "Python software foundation", site : <https://www.python.org/> (dernier accès le 25 - 05 - 2016)
- [125] Oliphant, T. E. (2007). Python for scientific computing. *Computing in Science & Engineering*, 9(3), 10-20.
- [126] "GNU Bash", site : <https://www.gnu.org/software/bash/> (dernier accès le 25 - 05 - 2016)
- [127] Stallman, R. M. (2001). La licence GNU GPL et l'«American Way».
- [128] "Ubuntu OS", site : <http://www.ubuntu.com/> (dernier accès le 25 - 05 - 2016)
- [129] Groupe Sonelgaz. *Revue Noor*, numéro 10, juillet 2010.
- [130] Capderou, M. (1988). Atlas solaire de l'Algérie. Office des publications Universitaires.
- [131] Mefti, A., Bouroubi, M. Y., & Khellaf, A. E. (1999). Analyse critique du modèle de l'atlas solaire de l'Algérie. *Rev. Energ. Ren*, 2, 69-85.
- [132] "Ministère de l'énergie et des mines algérien", site : <http://www.energy.gov.dz/francais/> (dernier accès le 15 - 09 - 2015)
- [133] Yaiche, M. R., Bouhanik, A., Bekkouche, S. M. A., Malek, A., & Benouaz, T. (2014). Revised solar maps of Algeria based on sunshine duration. *Energy Conversion and Management*, 82, 114-123.
- [134] Centre de développement des énergies renouvelables (2014). Atlas solaire algérien.
- [135] "Surface meteorology and solar energy", site : <https://eosweb.larc.nasa.gov/> (dernier accès le 15 - 05 - 2016)

- [136] "PV potential estimation utility PVGIS", site : <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/> (dernier accès le 15 - 05 - 2016)
- [137] Merzouk, N. K. (2006). Evaluation du Gisement Energétique Eolien-Contribution à la Détermination du Profil Vertical de la Vitesse du Vent en Algérie (Doctoral dissertation, Thèse de doctorat. Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen).
- [138] Chellali, F., Khellaf, A., Belouchrani, A., & Recioui, A. (2011). A contribution in the actualization of wind map of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 993-1002.
- [139] "Climatic Data Online CDO", site : <http://www.ncdc.noaa.gov/cdo-web/#t=firstTabLink> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [140] "ASOS/AWOS network", site : <http://mesonet.agron.iastate.edu/ASOS/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [141] National Oceanic and Atmospheric Administration (1998). Automated Surface Observing System (ASOS) user's guide.
- [142] Benesty, J., Chen, J., Huang, Y., & Cohen, I. (2009). Pearson correlation coefficient. In *Noise reduction in speech processing* (pp. 1-4). Springer Berlin Heidelberg.
- [143] "Performance comparison of different models for the estimation of global irradiance on inclined surfaces", document en ligne : file:///home/xeo2/Documents/LDNA26075ENN_002.pdf (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [144] Mayer, D. G., and D. G. Butler. "Statistical validation." *Ecological modelling* 68.1 (1993) : 21-32.
- [145] Diaf, S., Notton, G., Belhamel, M., Haddadi, M., & Louche, A. (2008). Design and technological optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. *Applied Energy*, 85(10), 968-987.
- [146] "CS6P-260|265|270P", fiche technique disponible en ligne : http://www.canadiansolar.com/downloads/datasheets/v5.4/Canadian_Solar-Datasheet-CS6PP_v5.4C1en.pdf (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [147] "CS6X-280/285/290/295/300P", fiche technique disponible en ligne : <http://www.selasenergy.gr/technical%20data/solar->

- panels/Canadian%20Solar/CS6P/CS6%CE%A7-300P-Maxpower-poly.pdf (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [148] "Sun Module SW300", fiche technique disponible en ligne : <https://www.solarworld-usa.com/~media/www/files/datasheets/series/sunmodule-plus-mono-5-busbar-datasheet.pdf> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [149] "Sun Module SW260", fiche technique disponible en ligne : <https://www.solarworld-usa.com/~media/www/files/datasheets/sunmodule-plus/sunmodule-solar-panel-260-mono-black-ds.pdf> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [150] "Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers", document disponible en ligne : http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [151] C. Moné, A. Smith, B. Maples, and M. Hand .2013 Cost of Wind Energy Review, National Renewable Energy Laboratory.
- [152] European Wind Energy Association. The economics of wind energy. EWEA, 2009.
- [153] "Renewable & non-renewable energy sources", site : <http://www.conserve-energy-future.com/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [154] « American council on renewable energy», site : <http://acore.org/> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [155] Edkins, M., Marquard, A., & Winkler, H. (2010). South Africa's renewable energy policy roadmaps. For the United Nations Environment Programme Research Project» Enhancing Information for renewable energy technology deployment in Brazil, China and South Africa «, Cape Town, South Africa.
- [156] "Rolls s550", fiche technique disponible en ligne : <http://www.windandsun.co.uk/media/304365/Rolls-6-Volt-S550-Data-Sheet.pdf> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [157] "Sunny island", fiche technique disponible en ligne : <http://files.sma.de/dl/17632/SI30M-44M-60H-80H-IA-en-32W.pdf> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)
- [158] "Windy Boy Protection Box", fiche technique disponible en ligne : <http://files.sma.de/dl/7349/WBP-Box-UEN103620.pdf> (dernier accès le 24 - 05 - 2016)

Annexes

Annexe A

```
import math, os, calendar, csv, linecache, glob
from numpy import *
from matplotlib.pyplot import *
from scipy import optimize
from ezodf import newdoc, Paragraph, Heading, Sheet

#Here are placed different load demand profiles
mae = open("mae.csv","r"); lines = mae.readlines(); Lt_maeH = []; Lt_maeS = []
; Lt_maeC = [] #house with children
for x in lines:
    Lt_maeH.append(float(x.split(',')[0])); Lt_maeS.append(float(x.split(',')[1]
)); Lt_maeC.append(float(x.split(',')[2]))
Lt_maeH = asarray(Lt_maeH); Lt_maeS = asarray(Lt_maeS); Lt_maeC = asarray(
    Lt_maeC)

mse = open("mse.csv","r"); lines = mse.readlines(); Lt_mseH = []; Lt_mseS = []
; Lt_mseC = [] #house without children
for x in lines:
    Lt_mseH.append(float(x.split(',')[0])); Lt_mseS.append(float(x.split(',')[1]
)); Lt_mseC.append(float(x.split(',')[2]))
Lt_mseH = asarray(Lt_mseH); Lt_mseS = asarray(Lt_mseS); Lt_mseC = asarray(
    Lt_mseC)

sch = open("sch.csv","r"); lines = sch.readlines(); Lt_schC = []; Lt_schV = []
#school
for x in lines:
    Lt_schC.append(float(x.split(',')[0])); Lt_schV.append(float(x.split(',')[1]
))
Lt_schC = asarray(Lt_schC); Lt_schV = asarray(Lt_schV)

cs = open("cs.csv","r"); lines = cs.readlines(); Lt_cs = [] #health center
for x in lines:
    Lt_cs.append(float(x.split(',')[0]))
Lt_cs = asarray(Lt_cs)

#We take the maximum value of the total daily load demand from the considered
group
blob = max(sum((15*Lt_maeH)+(5*Lt_mseH)+Lt_schV+Lt_cs), sum((15*Lt_maeS)+(5*
    Lt_mseS)+Lt_schC+Lt_cs), sum((15*Lt_maeC)+(5*Lt_mseC)+Lt_schC+Lt_cs))

Mode = int(input(print("Welcome! Please select the simulation mode:\n1- PV mode
\n2- Wind mode\n3- Hybrid mode")))

#Default settings
LC = 25
Nw = 0; neom = 0
Lt_globalMax = 0
Apv = 0
PeolJour = 0; PpvJour = 0; EtotJour = 0
Opt = 1
Zl = 10; den = 1.21; Albedo = 0.2; Cs = 1367.033; Tr = 25
Peol_vector = zeros(8760); Peol1_vector = zeros(8760)
Ppv_vector = zeros(8760); Ppv1_vector = zeros(8760)
Etot_vector = zeros(8760)
PeolJour vector = zeros(365)
```

```

PpvJour_vector = zeros(365)
EtotJour_vector = zeros(365)

if Mode == 1:
    den_den0 = 0

#photovoltaic generator
if Mode != 2:
    W = int(input(print("Please enter the code of the solar radiation file: ")
    ))
    fdif = int(input(print("Which mode for the diffuse radiation?\n1- Annual\n
    2- Monthly ")))
    if fdif == 1:
        Fdif = "Annual"
        print("What diffuse radiation model you choose?\n(T) Tian\n(B) Badescu
        \n(TC) Temps\n(KL) Klusher\n(LJ) Liu\n(W) Willmott\n(P) Perez\n(
        KO) Korokanis\n(I) Iqbal\n(B) Bugler\n(H) Hay\n(SK) Skartveit\n(R)
        Reindl\n(G) Gueymard\n(ST) Steven"); Difch = input()
    elif fdif == 2:
        Fdif = "Monthly"
        Mo = 1; Difch_vec = array(["rr","rr","rr","rr","rr","rr","rr","rr","rr"
        ,"rr","rr","rr"])
        while Mo < 13:
            print("For month number "+str(Mo)+", what diffuse radiation model
            you choose?\n(T) Tian\n(B) Badescu\n(TC) Temps\n(KL) Klusher\n(
            LJ) Liu\n(W) Willmott\n(P) Perez\n(KO) Korokanis\n(I) Iqbal\n(
            B) Bugler\n(H) Hay\n(SK) Skartveit\n(R) Reindl\n(G) Gueymard\n(
            ST) Steven"); Difch_vec[Mo-1] = input()
            Mo += 1
#parameters of PV panels
print("Choose the model of photovoltaic panels:\n1- Poly1\n2- Poly2\n3-
    Mono1\n4- Mono2"); PV = int(input())
if PV == 1:
    PVmodel = "Poly1"; PVpeak_u = 260; PVref = 0.1616; Bpv = 0.0041; NOCT =
    45; Cost_pvu = 250
elif PV == 2:
    PVmodel = "Poly2"; PVpeak_u = 280; PVref = 0.1459; Bpv = 0.0043; NOCT =
    45; Cost_pvu = 270
elif PV == 3:
    PVmodel = "Mono1"; PVpeak_u = 300; PVref = 0.1789; Bpv = 0.0041; NOCT =
    46; Cost_pvu = 400
elif PV == 4:
    PVmodel = "Mono2"; PVpeak_u = 260; PVref = 0.1551; Bpv = 0.0045; NOCT =
    48; Cost_pvu = 250

#Wind turbines
if Mode != 1:
    Mstat = input(print("Please enter the code of the wind speeds file: "))
    zz = int(input(print("Enter the value of the altitude: ")))
    Fpha = int(input(print("Friction coefficient constant or variable?\n1-
    Constant\n2- Variable")))
    if Fpha == 1:

```

```

    pha = float(input(print("Enter the value friction coefficient:")))
WT = int(input(print("Choose wind turbine model:\n1- Aircon10\n2- Gaiall\n
3- Eoltec25")))
Z2 = int(input(print("Enter the value of the height of the mast:")))
Nw = int(input(print("How many wind turbines do you want to install?")))
#Power values as a function of wind speeds for the models used
x = array([1,2,2.5,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20])
if WT == 1:
    WTmodel = "WT1"
    y = array([0,0,0.4,0.9,2.3,3.3,4.9,6.7,8.1,9.3,10,10,10,10,10,10,10,
10,10,10,2.5,11,32])
elif WT == 2:
    WTmodel = "WT2"
    y = array([0,0,0,3,4,6,7,8,9,10,11,11,11,11,11,11,11,11,11,11,3,10,
25])
elif WT == 3:
    WTmodel = "WT3"
    y = array([0,0,0,0.5,1,2,3.5,5.5,8.2,11.7,16,21,25,25,25,25,25,25,25,
25,3,12,60])
Pr = y[20]; Vc = y[21]; Vr = y[22]; Vf = y[23];
coefficients4 = polyfit(x, y[0:21], 4)
polynomial4 = polyld(coefficients4)
Cost_ww = 1.3 #cout éolien
BB = 0.0065; gg = 9.81; RR = 287; TT = 288.16;
den_den0 = ((1-((BB*zz)/TT))**(gg/(RR*BB)))*(TT/(TT - (BB*zz)))

#Battery
DOD = (float(input(print("Enter the value of maximum depth of discharge (DOD)
in %: "))))/100
#Number of cycles depending on DOD
x = array([1,0.7,0.5,0.3,0.2,0.1]); y = array([430,1000,1375,1875,2100,2500]);
coefficients3 = polyfit(x, y, 3); polynomial3 = polyld(coefficients3);
Ncycles = floor(polynomial3(DOD))
Bdc_unit = 6; Cbn_u = 2.568; Cost_bwh = 133
SOCmax = 1; SOCmin = 1 - DOD; SOct = 1; SOCnu = 0.00004; Cbnu = 0.006

#Inverter
Bdc = int(input(print("Choose the value of battery DC input voltage (42, 48 or
54 VDC):")))
if Bdc == 42:
    Invnu10 = 0.926; Invnu100 = 0.924
elif Bdc == 48:
    Invnu10 = 0.916; Invnu100 = 0.92
elif Bdc == 52:
    Invnu10 = 0.91; Invnu100 = 0.918
Invnu_rat = 0.96; Cost_invw = 0.47

```

```

#steps of optimization process
while Opt < 3:
    if Opt == 1:
        Roul = 1
        OP = 0.5
    elif Opt == 2:
        Roul = 4
        OP = 2

    while Roul < 5:
        if Roul == 1:
            if Mode != 2:
                Sprl_vec = zeros(365); Sprl_anc = 0
                Mode_prl = "Surface" #first preliminary step
            else:
                Roul = 2
        if Roul == 2:
            Mode_prl = "Battery" #second preliminary step
            Cminmax = 0; Cmin = 0
            Pinv_ratu = Lt_globalMax
            if Mode != 2:
                St = min(array([i for i in Sprl_vec if i != 0]))
        elif Roul == 3:
            print("OK"+str(Roul-1)); print(Cminmax);
            Cbn = abs(Cminmax)/DOD; Cbnref = abs(Cminmax)/DOD
            if Mode != 2:
                St = blob/(0.8*PVnu*float(min(S_data[0:366])))
            Fail = 0; Sur = 0
            Mode_prl = "Hoptimiz"
            Fail = 0; Sur = 0
            Mode_prl = "Hoptimiz"
        elif Roul == 4:
            Fail = 0; Sur = 0
            if OP == 1:
                Cbn = Cbn + 1
            elif OP == 2:
                if Mode == 1 or Mode == 3:
                    if Opt != 2:
                        St = St - 20
                    else:
                        St = St - 10
                elif Mode == 2:
                    Etb = 0
                    Nw = Nw + 1
            elif OP == 2.5:
                Etb = 0
                St = St + 1

    Day = 1; anc = 0; PeolJour = 0; PpvJour = 0; EtotJour = 0; Lt_globalT =
    0

#beginning of calculation for all days
while Day < 366:
    #load demand of the considered residential group
    if Day >= 121 and Day <= 243:
        #hot period
        Lt_global = (15*Lt_maeH)+(5*Lt_mseH)+Lt_schV+Lt_cs

```



```

    Lt_globalMaxn = max(Lt_global)
elif Day >= 60 and Day <= 120:
    #soft period
    Lt_global = (15*Lt_maeS)+(5*Lt_mseS)+Lt_schC+Lt_cs
    Lt_globalMaxn = max(Lt_global)
elif Day >= 244 and Day <= 304:
    #soft period
    Lt_global = (15*Lt_maeS)+(5*Lt_mseS)+Lt_schC+Lt_cs
    Lt_globalMaxn = max(Lt_global)
else:
    #cold period
    Lt_global = (15*Lt_maeC)+(5*Lt_mseC)+Lt_schC+Lt_cs
    Lt_globalMaxn = max(Lt_global)
Lt_globalT = Lt_globalT + sum(Lt_global)

if Mode_prl == "Surface":
    S_data = loadtxt(str(W)); H = float(S_data[Day-1])
    Sprl = sum(Lt_global)/(PVref*H*Invnu_rat)
    Sprl_vec[Sprl_anc] = Sprl
    Sprl_anc += 1
    if Lt_globalMaxn > Lt_globalMax:
        Lt_globalMax = Lt_globalMaxn

#PV generator

if Mode_prl == "Battery" or Mode_prl == "Hoptimiz":
    if Mode == 1 or Mode == 3:
        if Roul == 2:
            #monthly mode for diffuse radiation
            if fdif == 2:
                mmm = array([31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31])
                if 0 < Day <= mmm[0]:
                    Difch = Difch_vec[0]
                elif mmm[0] < Day <= (mmm[0]+mmm[1]):
                    Difch = Difch_vec[1]
                elif (mmm[0]+mmm[1]) < Day <= (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]
                ):
                    Difch = Difch_vec[2]
                elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]) < Day <= (mmm[0]+mmm[1]
                +mmm[2]+mmm[3]):
                    Difch = Difch_vec[3]
                elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]) < Day <= (mmm[0]
                +mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]):
                    Difch = Difch_vec[4]
                elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]) < Day <=
                (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]):
                    Difch = Difch_vec[5]
                elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]) <
                Day <= (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]
                +mmm[6]):
                    Difch = Difch_vec[6]
                elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]+mmm
                [6]) < Day <= (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]
                +mmm[5]+mmm[6]+mmm[7]):
                    Difch = Difch_vec[7]
                elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]+mmm
                [6]+mmm[7]) < Day <= (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[

```



```

        [6]+mmm[7]) < Day <= (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+
        mmm[4]+mmm[5]+mmm[6]+mmm[7]+mmm[8]):
        Difch = Difch_vec[8]
    elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]+mmm
        [6]+mmm[7]+mmm[8]) < Day <= (mmm[0]+mmm[1]+mmm[
        2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]+mmm[6]+mmm[7]+mmm[8]+
        mmm[9]):
        Difch = Difch_vec[9]
    elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]+mmm
        [6]+mmm[7]+mmm[8]+mmm[9]) < Day <= (mmm[0]+mmm[
        1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]+mmm[6]+mmm[7]+
        mmm[8]+mmm[9]+mmm[10]):
        Difch = Difch_vec[10]
    elif (mmm[0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]+mmm
        [6]+mmm[7]+mmm[8]+mmm[9]+mmm[10]) < Day < (mmm[
        0]+mmm[1]+mmm[2]+mmm[3]+mmm[4]+mmm[5]+mmm[6]+
        mmm[7]+mmm[8]+mmm[9]+mmm[10]+mmm[11]):
        Difch = Difch_vec[11]

S_data = loadtxt(str(W)); H = float(S_data[Day-1]);
    Lat_rad = radians(float(S_data[365])); Lon_rad =
    radians(float(S_data[366]))
Incl_rad = Lat_rad; Incl_deg = degrees(Incl_rad);
Dec_deg = 23.45*sin(2*pi*((284+Day)/365)); Dec_rad =
    radians(Dec_deg); #print("The value of solar
declination: "+str(Dec_deg)+"")
Anghc_rad = arccos(-tan(Lat_rad)*tan(Dec_rad));
    Anghc_deg = degrees(Anghc_rad); #print("The value
of hour angle of sunset: "+str(Anghc_deg)+"")

H0 = 10.440438706*(1+(0.033*(cos((2*pi*Day)/365))))*((
    cos(Lat_rad)*cos(Dec_rad)*sin(Anghc_rad))+((
    Anghc_rad)*sin(Lat_rad)*sin(Dec_rad)); #
print("The value of extraterrestrial radiation: "+str(
H0)+" kW/M2/day")
Kc = H/H0

if Anghc_rad < 1.4208:
    if Kc < 0.715:
        Hd = (1.0 - (0.2727*Kc) + (2.4495*(Kc**2)) - (
            11.9514*(Kc**3)) + (9.3879*(Kc**4)))*H
    elif Kc >= 0.715:
        Hd = 0.143*H
elif Anghc_rad >= 1.4208:
    if Kc < 0.722:
        Hd = (1.0 + (0.2832*Kc) - (2.5557*(Kc**2)) + (
            0.8448*(Kc**3)))*H
    elif Kc >= 0.722:
        Hd = 0.175*H

#sunrise and sunset
Lon_hour = (degrees(Lon_rad))/15
t = [(Day + ((6 - Lon_hour)/24)), (Day + ((18 - Lon_hour
)/24))]
Sma = [(0.9856 * t[0]) - 3.289), ((0.9856 * t[1]) -
3.289)]
L1 = Sma[0] + (1.916 * sin((pi/180) * Sma[0])) + (0.020

```

```

    * sin((pi/180) * Sma[0] * 2 * Sma[0])) + 282.634
L2 = Sma[1] + (1.916 * sin((pi/180) * Sma[1])) + (0.020
    * sin((pi/180) * Sma[1] * 2 * Sma[1])) + 282.634
L1 = L1 + 360 if L1 < 0 else L1 - 360 if L1 > 360 else
    L1; L2 = L2 + 360 if L2 < 0 else L2 - 360 if L2 >
    360 else L2
Lquad = [(floor(L1/90))*90, (floor(L2/90))*90]
Sra1 = (180/pi)*arctan(0.91764 * tan((pi/180) * L1))
Sra1 = Sra1 + 360 if Sra1 < 0 else Sra1 - 360 if Sra1 >
    360 else Sra1
Sra2 = (180/pi)*arctan(0.91764 * tan((pi/180.) * L2))
Sra2 = Sra2 + 360 if Sra2 < 0 else Sra2 - 360 if Sra2 >
    360 else Sra2
Squad = [(floor(Sra1/90))*90, (floor(Sra1/90))*90]
Sra_primh = [(Sra1+(Lquad[0]-Squad[0]))/15, (Sra1+(
    Lquad[0]-Squad[0]))/15]
H1 = (360 - ((180/pi)*Anghc_rad))/15; H2 = ((180./pi)*
    Anghc_rad)/15
UT1 = H1 + Sra_primh[0] - (0.06571 * t[0]) - 6.622 -
    Lon hour
UT1 = UT1 + 24 if UT1 < 0 else UT1 - 24 if UT1 > 24
    else UT1
UT2 = H2 + Sra_primh[1] - (0.06571 * t[1]) - 6.622 -
    Lon hour
UT2 = UT2 + 24 if UT2 < 0 else UT2 - 24 if UT2 > 24
    else UT2
Sun_rise = UT1 + 1; Sun_set = UT2 + 1
if Sun_rise > (floor(Sun_rise) + 0.5):
    Sun_rise = ceil(Sun_rise)
elif Sun_rise <= (floor(Sun_rise) + 0.5):
    Sun_rise = ceil(Sun_rise)-1
if Sun_set > (floor(Sun_set) + 0.5):
    Sun_set = ceil(Sun_set)
elif Sun_set <= (floor(Sun_set) + 0.5):
    Sun_set = ceil(Sun_set)-1

#solar time
Z = (Day-1)*(2*pi/365); Lstd = 15
Tstd = arange(Sun_rise,Sun_set+1)*60
T0 = 229.2; T1 = 0.000075; T2 = 0.001868; T3 = 0.032077
    ; T4 = 0.014615 ; T5 = 0.04089
T = T0 * ( T1 + T2 * cos(Z) - T3 * sin(Z) - T4 * cos(2
    *Z) - T5 * sin(2*Z))
Tsv = ((4 * (Lstd - (Lon_rad*(180/pi)))) + T + Tstd)/
    60.
Angh_deg = (15 * (Tsv - 12)); Angh_rad = radians(
    Angh_deg)

Teta_rad = arccos((cos(Lat_rad-Incl_rad) * cos(Dec_rad)
    * cos(Angh_rad)) + (sin(Lat_rad-Incl_rad) * sin(
    Dec_rad))); Teta_deg = degrees(Teta_rad)
Tetaz_rad = arccos((cos(Lat_rad) * cos(Dec_rad) * cos(
    Angh_rad)) + (sin(Lat_rad) * sin(Dec_rad)));
Tetaz_deg = degrees(Tetaz_rad)

Alpha = 0.409 + (0.5016 * sin(((Anghc_rad*(180/pi))-60)
    * pi/180.)); Beta = 0.6609 - (0.4767 * sin(((

```

```

    Anghc_rad*(180/pi))-60) * pi/180.))
Rd = (pi/24.) * ((cos(Angh_rad) - cos(Anghc_rad))/(sin(
    Anghc_rad) - ((Anghc_rad) * cos(Anghc_rad))))
Rt = Rd * (Alpha + (Beta * cos(Angh_rad)))
I = H * Rt; Id = Hd * Rd; Ib = I - Id

#diffuse model
if Difch == "T":
    Idt = Id*(1 - (Incl_deg/180))
elif Difch == "B":
    Idt = Id*((3 + (cos(2*Incl_rad)))/4)
elif Difch == "TC":
    Idt = Id*((cos(Incl_rad/2.)**2)*(1 + (sin(Incl_rad/
    2.)**3))*(1 + ((cos(Teta_rad)**2)*(sin(
    Tetaz_rad)**3))))
elif Difch == "KL":
    F_prime = 1 - (Id/I)**2
    Idt = Id*((cos(Incl_rad/2.)**2)*(1 + (sin(Incl_rad/
    2.)**3))*(1 + ((cos(Teta_rad)**2)*(sin(
    Tetaz_rad)**3))))
elif Difch == "LJ":
    Idt = Id*((1+cos(Incl_rad))/2)
elif Difch == "K0":
    Idt = Id*((1+cos(Incl_rad))/3)
elif Difch == "I":
    Idt = Id*(cos(Teta_rad)/cos(Tetaz_rad))
elif Difch == "B":
    Ibt = Ib*(cos(Teta_rad)/cos(Tetaz_rad))
    Idt = ((Id - (0.05*(Ibt/cos(Tetaz_rad))))*((1+cos(
    Incl_rad))/2))+(0.05*Ibt*cos(Teta_rad))
elif Difch == "H":
    Idt = Id*(((Ib/H0)*(cos(Teta_rad)/cos(Tetaz_rad)))+
    ((1-(Ib/H0))*((1+cos(Incl_rad))/2)))
elif Difch == "SK":
    ZZ = max(max(0.3-(2*(Ib/H0))),0)
    Idt = Id*(((Ib/H0)*(cos(Teta_rad)/cos(Tetaz_rad)))+
    (ZZ*cos(Incl_rad))+(1-(Ib/H0)-ZZ)*((1+cos(
    Incl_rad))/2)))
elif Difch == "W":
    Ibn = Ib/cos(Tetaz_rad)
    Cb = 1.0115-(0.20293*Incl_rad)-(0.080823*(Incl_rad*
    *2))
    Idt = Id*(((Ibn*1.0/Cs)*(cos(Teta_rad)/cos(
    Tetaz_rad)))+(Cb*(1-(Ibn/Cs))))
elif Difch == "R":

```

```

M = 1./cos(Tetaz_rad)
Delta = M * (Id/H0n)
incr = 0
F1 = zeros(len(Epsilon))
F2 = zeros(len(Epsilon))
A = zeros(len(Epsilon))
B = zeros(len(Epsilon))
for i in Epsilon:
    i = float(i)
    if i > 1.000 and i <= 1.065 :
        f = (-0.008, 0.588, -0.062, -0.06, 0.072, -
            0.02)
    elif i > 1.065 and i <= 1.230 :
        f = (0.130, 0.683, -0.151, -0.019, 0.066, -
            0.029)
    elif i > 1.230 and i <= 1.500 :
        f = (0.330, 0.487, -0.221, 0.055, -0.064, -
            0.026)
    elif i > 1.500 and i <= 1.950 :
        f = (0.568, 0.187, -0.295, 0.109, -0.152, 0
            .014)
    elif i > 1.950 and i <= 2.800 :
        f = (0.873, -0.392, -0.362, 0.226, -0.462,
            0.001)
    elif i > 2.800 and i <= 4.500 :
        f = (1.132, -1.237, -0.412, 0.288, -0.823,
            0.056)
    elif i > 4.500 and i <= 6.200 :
        f = (1.066, -1.600, -0.359, 0.264, -1.127,
            0.131)
    elif i > 6.200 :
        f = (0.678, -0.327, -0.250, 0.156, -1.377,
            0.251)
    F1[incr] = max(0, (f[0] + (f[1]*Delta[0]) + (
        Tetaz_rad[incr]*f[2])))
    F2[incr] = f[3] + (f[4] * Delta[0]) + (
        Tetaz_rad[incr] * f[5])
    A[incr] = max(0, cos(Teta_rad[incr]))
    B[incr] = max(cos(pi*85/180.), cos(Tetaz_rad[
        incr]))
    incr += 1
    Idt = (Id * (1 - F1) * ((1 + cos(Incl_rad))/2)) + (
        Id * F1 * At/Bt) + (Id * F2 * sin(Incl_rad))
elif Difch == "G":
    Alpha_sr = radians(90) - Teta_rad
    Alpha_s = degrees(Alpha_sr)
    Hp = 0.01*Alpha_s
    A0 = -0.897 - (3.364*Hp) + (3.960*(Hp**2)) - (1.909
        *(Hp**3))
    A1 = 4.448 - (12.962*Hp) + (34.601*(Hp**2)) - (
        48.784*(Hp**3)) + (27.511*(Hp**4))
    A2 = -2.770 + (9.164*Hp) - (18.876*(Hp**2)) + (
        23.774*(Hp**3)) - (13.014*(Hp**4))
    A3 = 0.312 - (0.217*Hp) - (0.805*(Hp**2)) + (0.318*
        (Hp**3))
    Fb = (1-(0.2249*(sin(Incl_rad)**2))+0.1231*sin(2*
        Incl_rad))-(0.0342*(sin(4*Incl_rad)))/(1-

```



```

    0.2249)
Gh = 0.408 - (0.323*Hp) + (0.384*(Hp**2)) - (0.170*
(Hp**3))
iii = 0
Idt = zeros(len(Id))
while iii < len(Id):
    if (Id[iii]/I[iii]) <= 0.227:
        Y = (6.6667*(Id[iii]/I[iii]))-1.4167
    else:
        Y = (1.2121*(Id[iii]/I[iii]))-0.1758
    Ng = max(min(Y,1),0)

    Rd0 = (exp(A0[iii] + (A1[iii]*cos(Teta_rad[iii]
    )) + (A2[iii]*((cos(Teta_rad[iii]))**2)) +
    (A3[iii]*((cos(Teta_rad[iii]))**3))))+(Fb*
    Gh[iii])
    Rd1 = ((1+cos(Incl_rad))/2)-((((Incl_rad*cos(
    Incl_rad))-sin(Incl_rad))/pi)+((1-cos(
    Incl_rad))/2.))/2)

    Idt[iii] = Id[iii]*(((1-Ng)*Rd0)+(Ng*Rd1))
    iii += 1
elif Difch == "ST":
    l = 1.23
    Idt = Id*((cos(Incl_rad/2.))**2)+(2*(pi**1))*((3+(
    2*l))**1))*sin(Incl_rad)-(Incl_rad*cos(
    Incl_rad))-(pi*(sin(Incl_rad/2.))**2)))

#calculation of hourly radiation on tilted surface
A = zeros(len(Teta_rad))
B = zeros(len(Teta_rad))
incr_AB = 0
for i in Teta_rad:
    A[incr_AB] = max(0,cos(Teta_rad[incr_AB]))
    B[incr_AB] = max(cos(pi*85/180.), cos(Teta_rad[
    incr_AB]))
    incr_AB += 1
Rb = A/B
It = (Ib * Rb) + Idt + (I*Albedo*((1 - cos(Incl_rad))/2
))
indexes = where(It < 0)[0]
for index in indexes:
    It[index] = 0
rank_max = len(It)-1; rank = 0; It2 = zeros(rank_max)
while rank < rank_max:
    It2[rank] = (It[rank] + It[rank+1])/2
    rank += 1
It_mean = zeros(len(Lt_global)); It_mean[Sun_rise:
Sun_set] = It2
if Mode_prl == "Battery":
    savetxt("Day"+str(Day)+".irr", It_mean)

elif Roul != 2:
    It_mean = loadtxt("Day"+str(Day)+".irr")

#wind turbine
if Mode == 2 or Mode == 3:

```

```

U1 = loadtxt(str(Mstat))
Uavg = mean(U1)
Uvar = var(U1, dtype=float64)

if Fpha == 2:
    def fric(pha):
        v1 = Uavg
        Zg = (exp(log(Z1)+log(Z2)))/2
        vn = 6
        Z0 = exp((((Z1**pha)*log(Z2))-((Z2**pha)*log(Z1)))/
                ((Z1**pha)-(Z2**pha)))
        return ((1/(log(Zg/Z0)))-((0.0881/(1-(0.0881*log(Z1)
                /10))))*(log(v1/vn))))-pha
    def fric_der(fric,a):
        h = 1e-10
        return (fric(a+h) - fric(a-h))/(2*h)
    cond = "true"
    x1 = 0.1
    while cond == "true":
        pha = x1 - (fric(x1)/fric_der(fric,x1))
        x1 = pha
        if abs(fric(pha)) < 0.0000000001:
            cond = "false"
    pha = optimize.newton(fric, 0.001, tol=10**(-10),
        maxiter=10000)

if Roul == 2:
    U = U1
elif Roul != 2:
    U = U1*((Z2/Z1)**pha)

rank_max = len(U)-1; rank = 0; U_mean = zeros(len(U))
while rank <= rank_max:
    if rank == 0:
        U_mean[rank] = (U[rank] + U[rank_max])/2
    else:
        U_mean[rank] = (U[rank] + U[rank-1])/2
    rank += 1

#energies
Temp = loadtxt(str("T.csv")); rank_max = len(Temp)-1; rank = 0
Temp_mean = zeros(len(Temp))
while rank <= rank_max:
    if rank == 0:
        Temp_mean[rank] = (Temp[rank] + Temp[rank_max])/2
    else:
        Temp_mean[rank] = (Temp[rank] + Temp[rank-1])/2
    rank += 1

anc2 = 0
for l in Lt_global:
    xt = Temp_mean[anc]; Pweff = 0; Ppv = 0
    Pinv_rat = ceil(Pinv_ratu + (0.2*Pinv_ratu))
    Pout_red = l/Pinv_rat
    P0 = (1/99)*((10/Invnu10)-(1/Invnu100)-9)
    k = (1/Invnu100) - P0 - 1

```

```

Invnu = Pout_red/(Pout_red + P0 + (k*(Pout_red**2)))
if Mode == 1 or Mode == 3:
    Tct = xt + ((NOCT-20)*(It_mean[anc2]/0.8))
    PVnu = PVref*(1 - (Bpv*(Tct-Tr)) + (Apv*(It_mean[anc2]/
        1)))
    Ppv1 = It_mean[anc2]*St*PVnu; Ppv = Ppv1*Hachnu
if Mode == 2 or Mode == 3:
    x = U_mean[anc]
    if x < Vc or x > Vf:
        Pweff = 0
    elif x >= Vc and x < Vr:
        Pweff = polynomial4(x)
    else:
        Pweff = Pr
    Peol1 = Pweff*den_den0*Nw; Peol = Peol1*Rednu
    Etot = Peol + Ppv
    Peol_vector[anc] = Peol1; Peol_vector[anc] = Peol
    Ppv1_vector[anc] = Ppv1; Ppv_vector[anc] = Ppv
    Etot_vector[anc] = Etot
    PeolJour = PeolJour + Peol
    PpvJour = PpvJour + Ppv
    EtotJour = EtotJour + Etot
if Mode_prl == "Battery":
    Cm = Etot - l
    if Cm < 0:
        Cmin = Cmin + Cm
    elif Cm >= 0:
        if abs(Cmin) > abs(Cminmax):
            Cminmax = Cmin
        Cm = 0
if Mode_prl == "Hoptimiz":
    if Etot > (l/Invnu):
        Bnu = 0.8 #charging efficiency
    else:
        Bnu = 1 #discharging efficiency
    Cprimb = Cbn*(1 + (Cbnu*(xt - 25)))
    SOct1 = (SOct*(1 - SOCnu)) + (((Etot - (l/Invnu))*Bnu*
        Regnu)/Cprimb)
    if Mode != 2:
        if OP == 2.5:
            Etb = Etb + abs((Etot - (l/Invnu))*Bnu*Regnu)
        elif Mode == 2:
            if OP == 2:
                Etb = Etb + abs((Etot - (l/Invnu))*Bnu*Regnu)
    if SOct1 < SOCmax and SOct1 > SOCmin:
        SOct = SOct1
    elif SOct1 < SOCmin:
        Fail = Fail + 1
        SOct = SOCmin
    else:
        SOct = SOCmax
        Sur = Sur + 1
anc = anc + 1
anc2 = anc2 + 1
PeolJour_vector[Day-1] = PeolJour
PpvJour_vector[Day-1] = PpvJour
EtotJour_vector[Day-1] = EtotJour

```

```

    Day = Day + 1
    PeolJour = 0; PpvJour = 0; EtotJour = 0
if Roul < 4:
    Roul = Roul + 1
if Roul == 4:
    if OP == 0.5:
        print("We are in the optimization step number "+str(OP))
        if Mode != 2:
            if Fail == 0:
                OP = 2
            else:
                St = max(Sprl_vec)
                OP = 1
        else:
            if Fail == 0:
                OP = 3
            else:
                OP = 2
    elif OP == 1:
        print("We are in the optimization step number "+str(OP))
        if Fail == 0:
            OP = 2
    elif OP == 2:
        print("We are in the optimization step number "+str(OP))
        if Mode != 2:
            if Fail != 0:
                OP = 2.5
            else:
                if Fail == 0:
                    OP = 3
    elif OP == 2.5:
        print("We are in the optimization step number "+str(OP))
        if Fail == 0:
            OP = 3
        elif St <= 1.5:
            OP = 3
            print("Minimum size reached of photovoltaic surface")
    if OP == 3:
        Roul = 5
print("End of the simulation")

#calculate the various cost
Cost_wT = 0; Cost_pvT = 0; Cost_redT = 0; Cost_hachT = 0
ai = 0.035; dr = 0.06

if Mode != 2:
    #PV panels
    PVpeak_T = St*1000*PVref
    Npv = ceil(PVpeak_T/PVpeak_u)
    Cost_pvg = Cost_pvu*Npv
    Cost_inpv = 0.4*Cost_pvg
    Cost_mpv = 0.02*Cost_pvg*LC
    Cost_pvT = Cost_pvg + Cost_inpv + Cost_mpv

    #choppers
    Nhach = ceil((PVpeak_T/1000)/Hach_nom)
    Cost_hachu = Hach_nom*1000*Cost_hachw

```



```

Cost_hachgl = Nhach*Cost_hachu
LC_hach = 10
n_maxhach = ceil(LC/LC_hach); Cost_hachT = Cost_hachgl
n = 2
while n <= n_maxhach:
    Cost_hachgn = (Cost_hachgl*((I+ai)**(((n-1)*LC_hach)-1)))/((I+dr)**
        ((n-1)*LC_hach))
    Cost_hachT += Cost_hachgn
    n += 1

if Mode != 1:
    #wind turbines
    Cost_wu = Pr*1000*Cost_ww
    Cost_wg = Nw*Cost_wu
    Cost_inw = Nw*0.2*Cost_wg
    Cost_mw = 0.03*Cost_wu*LC*Nw
    Cost_wT = Cost_wg + Cost_inw +Cost_mw

    #rectifiers
    Nred = (ceil(Pr/Red_nom))*Nw
    Cost_redu = Cost_rw*Red_nom*1000
    Cost_redgl = Cost_redu*Nred
    LC_red = 10
    n_maxred = ceil(LC/LC_red); Cost_redT = Cost_redgl
    n = 2
    while n <= n_maxred:
        Cost_redgn = (Cost_redgl*((I+ai)**(((n-1)*LC_red)-1)))/((I+dr)**((n
            -1)*LC_red))
        Cost_redT += Cost_redgn
        n += 1

    #batteries
    LTb = 2*DOD*Ncycles*Cbn
    n_maxbat = ceil((Etb*LC)/LTb)
    Nb = ceil(Cbn/Cbn_u)
    Cost_bu = Cbn_u*Cost_bwh
    Cost_bgl = Nb*Cost_bu
    Cost_bgT = Cost_bgl
    LCbg = ceil(LC/n_maxbat)
    n = 2
    while n <= n_maxbat:
        Cost_bgn = (Cost_bgl*((I+ai)**(((n-1)*LCbg)-1)))/((I+dr)**((n-1)*LCbg))
        Cost_bgT = Cost_bgT + Cost_bgn
        n += 1

    #inverter
    Cost_invg1 = Pinv_rat*1000*Cost_inw
    Cost_minv = 0.01*Cost_invg1*LC
    Cost_invT = Cost_invg1 + Cost_minv
    LC_inv = 10
    n_maxinv = ceil(LC/LC_inv)
    n = 2
    while n <= n_maxinv:
        Cost_invgn = (Cost_invg1*((I+ai)**(((n-1)*LC_inv)-1)))/((I+dr)**((n-1)*
            LC_inv))

```

```

Cost_invT += Cost_invgn
n += 1

Total_cost = Cost_bgT + Cost_invT + Cost_reg + Cost_redT + Cost_hachT +
Cost_wT + Cost_pvT

#saving results
odt = newdoc(doctype='odt', filename='Res'+str(Z2)+str(neom)+'.odt')
odt.body += Heading("Results of the optimization")
odt.body += Paragraph("---> Input parameters:\n* PV panel model: "+str(
    PVmodel)+"\n* Diffuse radiation generation mode: "+str(Fdif)+"\n* Wind
    turbine model: "+str(WTmodel)+"\n* Height of the wind turbine mast: "+
    str(Z2)+"\n* Number of wind turbines: "+str(Nw)+"\n* Value of the
    friction exponent: "+str(Fpha)+"\n* Value of self-discharge of the
    batteries: "+str(BB)+"\n* Value of DOD: "+str(DOD)+"\n* Charging
    efficiency value: "+str(0.8)+"\n* Discharge efficiency value: "+str(I)+
    "\n\n")
odt.body += Paragraph("---> PV generator:\n* The total surface for PV
    panels = "+str(St)+"\n* Number of PV panels = "+str(Npv)+"\n* The
    total cost of PV generator during system life cycle = "+str(Cost_pvT))
odt.body += Paragraph("---> Choppers:\n* Number of choppers = "+str(Nhach)+
    "\n* The total cost of choppers during system life cycle = "+str(
    Cost_hachT))
odt.body += Paragraph("---> Wind turbines:\n* The total cost of wind
    turbines during system life cycle = "+str(Cost_wT))
odt.body += Paragraph("---> Rectifier:\n* Number of rectifiers = "+str(Nred
    )+"\n* The total cost of rectifiers during system life cycle = "+str(
    Cost_redT))
odt.body += Paragraph("---> Batteries:\n* The nominal capacity for battery
    bank = "+str(Cbn)+"\n* Number of batteries = "+str(Nb)+"\n* TNumber of
    years for one battery = "+str(LCbg)+"\n* The total cost of batteries
    during system life cycle = "+str(Cost_bgT))
odt.body += Paragraph("\n---> System:\n* Total cost of the system: "+str(
    Total_cost)+"\n* Total produced energy (one year): "+str(sum(
    Etot_vector))+"\n* Total consumed energy (one year): "+str(Lt_globalT)
    +"\n* Cost $/kW: "+str(round((Total_cost/(Lt_globalT*25)),4)))
odt.save()
savetxt("PeoIJour"+str(Z2)+str(neom)+".enr", PeoIJour_vector)
savetxt("PpvJour"+str(Z2)+str(neom)+".enr", PpvJour_vector)
savetxt("EtotJour"+str(Z2)+str(neom)+".enr", EtotJour_vector)

if Opt == 1:
    Opt = 2
    Cbn += Cbn_u
    neom += 1
    Total_costSUM = Total_cost

elif Opt == 2:
    OFun = Lt_globalT/(sum(Etot_vector))
    if OFun >= 0.8:
        Opt = 3
    elif Total_cost >= Total_costSUM:
        Opt = 3
    else:
        Cbn += Cbn_u
        neom += 1

```

```

Total_costSUM = Total_cost

filelist3 = glob.glob("*.irr")
for f in filelist3:
    os.remove(f)

print("End")

```

Annexe B

Ce bout de code est intégré au fichier `.bashrc` afin d'automatiser le téléchargement des données du rayonnement solaire.

```

function solar_data {
    lat=$1
    long=$2
    year_start=$3
    wget https://eosweb.larc.nasa.gov$(wget -q0- "https://eosweb.larc.nasa.gov/
    cgi-bin/sse/daily.cgi?email=skip%40larc.nasa.gov&step=1&lat=$lat&lon=$
    long&sitelev=&ms=1&ds=1&ys=$year_start
    &me=12&de=31&ye=2004&p=swv_dwn&submit=Submit&plot=swv_dwn" | grep -oP "
    \sse\temp\.*\.txt") -O $lat,$long.txt
}

```

*It always seems impossible until
it's done.*

- NELSON MANDELA