UNIVERSITE DE CORSE PASQUALE PAOLI

Ecole Doctorale Environnement et Société
UMR CNRS 6134 SPE
Faculté des Sciences et Techniques

UNIVERSITE POLYTECHNIQUE DE TIRANA

Ecole Doctorale de Physique Appliquée
Faculté d'Ingénierie Mathématique et d'Ingénierie Physique

Thèse préparée en cotutelle pour l'obtention du grade de

DOCTEUR EN ENERGETIQUE
Mention : Energétique
et
DOCTEUR DE L'UNIVERSITE POLYTECHNIQUE DE TIRANA
Mention : Ingénierie physique

Soutenue publiquement par

Driada Mitrushi

le 03 décembre 2016

Apport d'une Station de Transfert d'Energie par Pompage sur le taux d'intégration des EnR

Directeurs :
M. Gilles Notton, M. Pellumb Berberi

Remerciements

Je remercie tout d'abord le Recteur de l'Université Polytechnique de Tirana (Albanie) Monsieur Jorgaq KACANI et le Président de l'Université de Corse Monsieur Paul-Marie ROMANI pour avoir accepté que cette thèse puisse être réalisée en cotutelle entre les deux universités. Mes remerciements vont également au directeur de l'École Doctorale de l'Université de Corse et Doyen de Faculté d'Ingénierie Mathématique et Ingénierie Physique en Tirana, Messieurs Jean COSTA et Ligor NIKOLLA pour m'avoir accueilli en tant que Doctorante.

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements et ma profonde reconnaissance à mon directeur de thèse Monsieur Gilles NOTTON, pour l'aide et le soutien dans la réalisation de ce travail de thèse. De plus, je le remercie pour l'accueil spécial et son l'aide en Corse durant mes séjours.

Je tiens à à exprimer aussi ma reconnaissance à mon directeur de thèse en Albanie, professeur Pëllumb BERBERI pour tous les conseils et le soutien continu pour la réalisation de cette thèse.

Je tiens à remercier en particulier M. Ludmil STOYANOV, pour son aide sans laquelle ce travail n'aurait pas été possible.

Je suis sensible à l'honneur que me font Monsieur Fawaz MASSOUH (Arts et Métiers ParisTech) et Monsieur Mithat SANXHAKU (Centre de recherche REC, Tirana) en acceptant d'être les rapporteurs de ce travail.

Aussi je remercie Monsieur Spiro THODHORJANI (Université Polytechnique de Tirana) et Madame Marie Laure NIVET (Université de Corse) qui ont accepté de participer à cette Commission d'Examen, mes sincères remerciements pour l'intérêt qu'ils ont bien voulu porter à ce travail.

Je remercie l'Agence Universitaire de Campus France et l'Ambassade Française de Tirana, pour m'avoir attribué une bourse qui m'a permis de réaliser cette thèse en cotutelle. Je remercie en particulier M. Hubert Le FORESTIER et spécialement Madame Valbona NANO qui m'a accueilli chaque fois à l'ambassade française à Tirana.

Je suis reconnaissante à Madame Marie Rose SANTINI pour l'accueil chaleureux en Corse.

Je remercie toutes les personnes formidables que j'ai rencontrées au centre de Vignola à Ajaccio et à l'Université de Corté. Merci pour votre soutien et vos encouragements.

Je ne veux pas oublier mon amie Dalia, avec laquelle j'ai passé mes derniers jours en Corse et je me souviens avec nostalgie de ces moments difficiles en hiver à Corte.

Je remercie également tous mes amis en Albanie qui m'ont encouragé pendant le période de doctorat. J'adresse toute ma gratitude à tous mes ami(e)s et à toutes les personnes qui m'ont aidé dans la réalisation de ce travail.

Enfin, je ne saurais terminer sans remercier l'ensemble de ma famille, pour leur patience, leurs encouragements, et leur soutien de tous les instants. Les mots les plus simples étant les plus forts, j'adresse toute mon affection à ma fille Ilaria.

Table de matières

Introduction Générale 1
Chapitre 1 - Systèmes de stockage d'énergie. Zoom sur les Stations de Transfert d'Energie par Pompage-turbinage (STEP) 7
1.1 Introduction 9
1.2 Les systèmes de stockage d'énergie électrique 9
1.2.1 Mode de stockage thermique 10
1.2.2 Mode de stockage électrochimique et électrostatique 10
1.2.3 Mode de stockage d'énergie magnétique 11
1.2.4 Mode de stockage thermochimique 11
1.2.5 Mode de stockage chimique : l'hydrogène 11
1.2.6 Mode de stockage mécanique 11
1.3 Systèmes de Transfert d'Energie par Pompage turbinage, les STEP. 12
1.3.1. Généralités 12
1.3.2. Les STEP dans le monde 14
1.4. Énergie éolienne et STEP 16
1.4.1. Mode de Génération : 17
1.4.2. Mode de Pompage : 17
1.4.3. Mode de pompage par l'énergie du réseau : 17
1.4.4. Mode de génération d'EnR: 17
1.5 Energie solaire photovoltaïque (PV) et STEP 20
1.6 Couplage PV – Eolien - STEP 21
1.7. Les STEP marines 22
1.8. Techniques d'optimisation de systèmes EnR-STEP 23
1.9. Conclusion 27
Chapitre 2 - Modélisation du système hybride éolien/photovoltaïque/STEP. Optimisation du fonctionnement du groupe Pompe-Turbine 31
2.1. Introduction 33
2.2. Quelques informations générales sur les systèmes photovoltaïques 34
2.3. Modélisation des systèmes photovoltaïques 39
2.3.1. Modélisation du champ photovoltaïque 39
2.3.1.1. Quelques modèles énergétiques de comportement de modules photovoltaïques 41
2.3.1.2. Vérification expérimentale et comparaison des modèles 43
2.3.1.3. Influence de la température ambiante et de l'éclairement solaire 46
2.3.2. Modélisation des onduleurs 48
2.3.3. Optimisation du couple Champ photovoltaïque + onduleur 50

2.4. Les systèmes éoliens 50
2.4.1. Quelques informations générales sur les systèmes éoliens. 50
2.4.2. Modélisation des systèmes éoliens 52
2.5. Introduction et généralités sur les STEP et groupes Pompe-Turbine 55
2.5.1. Petite histoire de l'énergie hydraulique et des STEP 55
2.5.2. Les aspects économiques 56
2.5.3. Caractérisation des STEP 57
2.5.3.1. Les différents groupes de Pompage-Turbinage 57
2.5.4. Les turbines hydrauliques 58
2.5.5. Générateur électrique 60
2.5.6. Modélisation du groupe Pompe-Turbine – Conversion Hydraulique-Mécanique 61
2.5.6.1. Les deux modes de fonctionnement 62
2.5.6.2 Informations sur les pompes réversibles 65
2.5.6.3. Conversion hydraulique-mécanique - Equation du rendement mécanique en fonction du débit 66
2.5.6.4. Modélisation de la pompe réversible en mode Pompage/turbinage. 68
2.5.7. Conversion mécanique – électrique et vice versa – Rendement électrique en fonction de la puissance électrique. 68
2.6. Obtention des courbes caractéristiques « Puissance électrique Réduite-Débit Réduit » 70
2.6.1. Méthode d'optimisation de l'utilisation des groupes Pompes-Turbines 72
2.6.2. Méthode appliquée à la pompe réversible en mode turbinage 75
2.7. Conclusion 76
Chapitre 3 - Profil de consommation. Stratégies de fonctionnement du système PV/Eolien/STEP ... 79
3.1. Introduction 81
3.2. Problématique de l'approvisionnement en électricité. 81
3.2.1. Situation énergétique de la Corse 84
3.2.2. Elaboration du profil de charge 90
3.3. Les stratégies de fonctionnement du système hybride PV/Eolien/STEP 95
3.3.1. Stratégie de fonctionnement 1 98
3.3.2. Stratégie de fonctionnement 2 100
3.3.3. Stratégie de fonctionnement 3 101
3.4. Illustration des stratégies de fonctionnement 101
3.4.1. Flux et grandeurs énergétiques 102
3.4.2. Variation des grandeurs énergétiques sur une période courte. 103
3.5. Conclusion 111
Chapitre 4 - Influence des caractéristiques du système photovoltaïque/éolien/STEP sur ses performances énergétiques 113
4.1. Introduction 115

4.2. Stratégie 1 115
4.2.1. Influence du volume de stockage 115
4.2.2. Influence de la puissance du groupe Pompe/Turbine 119
4.2.3. Influence de la puissance installée éolienne 123
4.2.4. Influence de la puissance installée photovoltaïque 127
4.2.5. Conclusion partielle sur la stratégie 1 avec une pompe/turbine réversible 131
4.3. Stratégie 2 132
4.3.1. Influence du volume de stockage 133
4.3.2. Influence de la puissance du groupe Pompe/Turbine réversible 137
4.3.3. Influence de la puissance installée éolienne 140
4.3.4. Influence de la puissance installée photovoltaïque 143
4.3.5. Conclusion partielle sur la stratégie 2 avec une pompe/turbine réversible 146
4.4. Relation part énergie perdue/part EnR et part énergie perdue/part de la pointe couverte 147
4.4.1. Stratégie 1 147
4.4.2. Stratégie 2 151
4.5. Conclusion 155
Conclusion et Perspectives 159
Bibliographie 167
Résumé en Français: 181
Résumé en Anglais: 182
Résumé en Albanais: 183
Annexes 185

Liste des figures

Figure 1.1. Différentes applications de stockage en fonction de la puissance requise et du temps de décharge (donné en secondes, minutes, heures et jours). 10
Figure 1.2. Puissances installées de STEP dans le Monde (IEA, 2014) 11
Figure 1.3. Distribution géographique des STEP dans le Monde, Avril 2016 (Sandvig, 2016) 13
Figure 1.4. Schéma d'une centrale STEP (CDE, 2013) 14
Figure 1.5. Développement chronologique des STEP en puissance et en nombre de systèmes dans l'UE 15
Figure 1.6. Schéma d'un système solaire photovoltaïque couplé à un système de pompage-turbinage 20
Figure 1.7. Micro STEP avec couplage éolien et PV (ADEME, 2015) 22

Figure 2.1. Evolution de la capacité installée par an de systèmes PV dans le monde (2000-2014) (SolarPower Europe, 2016) 35
Figure 2.2. Evolution de la capacité cumulée de photovoltaïque dans le Monde de 2000 à 2014 (SolarPower Europe, 2016) 35
Figure 2.3. Puissance photovoltaïque connectée et cumulée dans l'Union européenne en 2015 (en MWc) (EuroObserver, 2016a) 36
Figure 2.4. Evolution de la puissance solaire raccordée par an et puissance cumulée (RTE, 2015) 36
Figure 2.5. Schéma d'une installation photovoltaïque connectée au réseau. 38
Figure 2.6. Système photovoltaïque autonome 38
Figure 2.7. Exemple de système photovoltaïque hybride 39
Figure 2.8. Schéma équivalent une diode d'un module photovoltaïque. 40
Figure 2.9. Caractéristiques Courant-Tension d'un module photovoltaïque Photowatt PWX500 de 50 Wc – Influence de la température et de l'éclairement solaire. 40
Figure 2.10. Banc de test de système PV (Laboratoire SPE, Université de Corse, Ajaccio) 44
Figure 2.11. Résultats expérimentaux pour le rendement de module BP 585F 44
Figure 2.12. Comparaison des modèles avec des données expérimentales pour un jour à ciel clair et partiellement nuageux. 45
Figure 2.13. Variation du rendement des modules en fonction de l'éclairement solaire et de la température 47
Figure 2.14. Rendement moyen mensuelle des modules PV selon la technologie PV pour Ajaccio. . 48
Figure 2.15. Modèle d'onduleur utilisé comparé à des onduleurs commerciaux. 50
Figure 2.16. Puissance éolienne cumulée dans le monde depuis 1995 (en MW) (EurObserver, 2016b) 51
Figure 2.17. Répartition de la puissance éolienne mondiale fin 2015 (EurObserver, 2016b). 51
Figure 2.18. Répartition des puissances éoliennes installées en Europe (EurObserver, 2016b) 52
Figure 2.19. Quelques courbes de puissance réduites d'éoliennes de grande puissance sur le marché 53
Figure 2.20. Les deux modèles (linéaire et Pallabazzer) et les courbes de puissance réelles. 54
Figure 2.21. Variation du rendement en fonction du débit réduit - Comparatif du rendement pour plusieurs types de turbines. 59
Figure 2.22. Zones d'application des différentes turbines (Stoyanov, 2011 ; Wasserkraft, 2006) 60
Figure 2.23. Rendement de générateur asynchrone en fonction de la puissance réduite. 61
Figure 2.24. Schéma de la chaîne de conversion en mode turbinage. 62
Figure 2.25. Schéma de la chaîne de conversion en mode Pompage 64

Figure 2.26. Courbes constructeur – Rendement en fonction de débit (ou du débit réduit) - caractéristiques énergétiques et rendement d'une pompe réversible (Megnint *et al*, 2008).....66
Figure 2.27. Courbes de rendement en fonction de débit caractéristiques pour une pompe réversible (Chapallaz, 2007).....67
Figure 2.28. Courbes de rendement en fonction du débit réduit, en prenant comme débit nominal de référence celui de la turbine.....67
Figure 2.29. Rendement de l'alternateur et du moteur en fonction de la puissance électrique réduite (machine de 50 MW) (Rizov et Stoyanov, 2014).....69
Figure 2.30. Comparaison du modèle (Eq. 2.53) appliqué au moteur.....70
Figure 2.31. Comparaison du modèle (Eq. 2.54) appliqué à l'alternateur.....70
Figure 2.32. Courbes caractéristiques de la machine hydraulique réversible dans les deux modes de fonctionnement. 71
Figure 2.33. Variation du débit remonté en fonction de la configuration choisie pour différentes puissances électriques alimentant les pompes. 73
Figure 2.34. Débit réduit optimal pour chaque puissance électrique fournie à la machine hydraulique composée de 4 pompes de 20 MW. 74
Figure 2.35. Débit réduit optimal pour chaque puissance électrique réduite fournie à la machine hydraulique composée de 4 pompes de 20 MW 74
Figure 2.36. Variation du débit utilisé en fonction de la configuration choisie pour différentes puissances électriques demandées par la charge.....75
Figure 2.37. Débit réduit optimal pour chaque puissance électrique réduite fournie par la machine hydraulique composée de 4 turbines.....76

Figure 3.1. Illustration de l'équilibre production/consommation. 82
Figure 3.2. Illustration de la déconnexion partielle ou totale de fermes photovoltaïques due au seuil maximum de 30%. 84
Figure 3.3. Répartition territoriale des moyens de production d'électricité en Corse (EDF SEI, 2013) 85
Figure 3.4. Répartition des moyens de production en puissance installée.....86
Figure 3.5. Mix Energétique en 2012 et 2013 (Répartition en énergie produite).....86
Figure 3.6. Répartition mensuelle des énergies produites. 87
Figure 3.7. Profil de consommation saisonnier pour 2010 et 2012. 87
Figure 3.8. Puissance installée d'éolien et de PV en Corse. 87
Figure 3.9. Empilement des moyens de production selon la saison en 2012 (EDF SEI, 2013) 89
Figure 3.10. Empilement des moyens de production pour la journée de consommation maximale. ..89
Figure 3.11. Profil de charge avec empilement des moyens de production 92
Figure 3.12. Profil de charge avec empilement des moyens de production 95
Figure 3.13. Principe général du système étudié. 96
Figure 3.14. Schéma général des flux d'énergie au sein du système étudié. 97
Figure 3.15. Algorithme de la Stratégie 1 pour le fonctionnement du système de production électrique.....99
Figure 3.16. Algorithme de la Stratégie 2 pour le fonctionnement du système de production électrique.....100
Figure 3.17. Algorithme de la Stratégie 3 pour le fonctionnement du système de production électrique.....101
Figure 3.18. Stratégie 1 – Période hivernale.....104
Figure 3.19. Stratégie 1 – Période estivale 105
Figure 3.20. Stratégie 2 – Période hivernale.....106
Figure 3.21. Stratégie 2 – Période estivale 107
Figure 3.22. Stratégie 3 – Période hivernale.....108

Figure 3.23. Stratégie 3 – Période estivale 109

Figure 4.1. Variation des paramètres de performance en fonction du volume d'eau stockée dans le cas de la stratégie 1 pour un groupe Turbine/pompe réversible. 118
Figure 4.2. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine dans le cas de la stratégie 1 pour un groupe Turbine/pompe réversible. 122
Figure 4.3. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée éolienne pour un système sans STEP. 123
Figure 4.4. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée éolienne dans le cas de la stratégie 1 pour un groupe Turbine/pompe réversible. 126
Figure 4.5. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée PV pour un système sans STEP. 127
Figure 4.6. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée PV dans le cas de la stratégie 1 pour un groupe Turbine/pompe réversible. 130
Figure 4.7. Variation des paramètres de performance en fonction du volume d'eau stockée dans le cas de la stratégie 2 pour un groupe Turbine/pompe réversible. 135
Figure 4.8. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine dans le cas de la stratégie 2 pour un groupe Turbine/pompe réversible. 139
Figure 4.9. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée éolienne dans le cas de la stratégie 2 pour un groupe Turbine/pompe réversible. 142
Figure 4.10. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée PV dans le cas de la stratégie 2 pour un groupe Turbine/pompe réversible. 146
Figure 4.11. Part EnR dans la production totale versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance éolienne variable.....148
Figure 4.12. Part EnR dans la production totale versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance photovoltaïque variable. 149
Figure 4.13. Part EnR dans la production totale versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance groupe pompage/turbinage variable. 149
Figure 4.14. Part EnR dans la production totale versus Part EnR perdue – Configuration avec volume de stockage variable. 150
Figure 4.15. Part du pic couvert versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance éolienne variable.....153
Figure 4.16. Part du pic couvert versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance photovoltaïque variable.....153
Figure 4.17. Part du pic couvert versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance groupe pompage/turbinage variable.....154
Figure 4.18. Part du pic couvert versus Part EnR perdue – Configuration avec volume de stockage variable.....154

Liste des tableaux

Tableau 1.1. Comparaison de différentes technologies (Ibrahim et Ilinca, 2008). 12
Tableau 1.2. Synthèse des méthodes d'optimisation classiques utilisées dans la littérature. 26
Tableau 1.3. Synthèse des méthodes d'optimisation par intelligence artificielle utilisées dans la littérature. 26

Tableau 2.1. Valeurs des coefficients dans le modèle de Durisch 42
Tableau 2.2. Ecarts des modèles dans la comparaison avec les données expérimentales 46
Tableau 2.3. Valeurs du coefficient de correction 55
Tableau 2.4. Types des turbines hydrauliques (SHEMA, 2010) 59
Tableau 2.5. Avantages et inconvénients des moteurs asynchrone et à courant continu..... 60
Tableau 2.6. Configuration optimale pour différentes puissances électriques fournies à la machine hydraulique et débits réduits correspondant (chacune des machines à une puissance électrique nominale de 20 MW). 73
Tableau 2.7. Configuration optimale pour différentes puissances électriques fournies par la machine hydraulique et débits réduits correspondant (chacune des machines à une puissance électrique nominale de 20 MW). 75

Tableau 3.1. Caractéristiques des centrales de production d'électricité (Saguan, 2007)..... 82
Tableau 3.2. Répartition des moyens de production sur chaque période en MWh/jour. 93
Tableau 3.3. Répartition des moyens de production sur chaque période en MWh/jour. 95
Tableau 3. 4. Energies au cours des deux périodes pour les 3 stratégies de fonctionnement (en MWh) 110

Tableau 4.1. Principaux paramètres pour le système sans la STEP..... 116
Tableau 4.2. Caractéristiques des différentes configurations comparées pour la stratégie 1 148
Tableau 4.3. Caractéristiques des différentes configurations comparées pour la stratégie 2 152

Liste des symboles

A [m^2] – Surface du module photovoltaïque
AM – Masse relative d'air
AM_0 – Masse relative d'air dans les conditions normales
A_r [m^2] – Surface balayée par les pâles
aSi – Silicium amorphe
A_w [m/s] – – Paramètre d'échelle

C_1 – Constante dans le modèle photovoltaïque
C_2 – Constante dans le modèle photovoltaïque
CIS – $CuInSe_2$ (cuivre indium sélénium) – modules photovoltaïques à couche mince

E_{charge} [Wh] – Energie de la charge
E_{eole} [Wh] – Energie produite par l'éolienne
EMA – Erreur moyenne absolue
EMR – Erreur moyenne relative
ENEL – Compagnie d'électricité italienne
EnR – Energie renouvelable
EnR_{charge} [Wh/m^2] – Part de l'énergie EnR envoyée directement au réseau (production PV et éolien de puissance inférieure aux 30%)
EnR_{perdue}[Wh/m^2] – Part de l'énergie EnR totale produite qui n'a pas été envoyée au réseau
EnR_{pompe} [Wh/m^2] – Part de l'énergie EnR servant à alimenter les pompes ;
$EnR_{\text{pompe dispo}}$ [Wh/m^2] – Part de l'énergie EnR disponible pour alimenter la pompe
E_{PV} [Wh] – Energie produite par le système photovoltaïque
EQMA – Erreur quadratique moyenne absolue
EQMR – Erreur quadratique moyenne relative
g [9.81m/s^2] –Accélération de la pesanteur
G [W/m^2] – Irradiation solaire global sur un plan horizontal
G_b [W/m^2] – Eclairement solaire horizontal direct
$G_{b,\beta}$ [W/m^2] – Eclairement solaire direct sur un plan incliné d'un angle β
G_d [W/m^2] – Eclairement solaire horizontal diffus
$G_{\beta,ref}$ [W/m^2] – Eclairement solaire dans les conditions standards
G_β [W/m^2] – Eclairement solaire global sur un plan incliné d'un angle β

h [m] – Hauteur du mât

Icc [A] –Courant de court-circuit
I_{mp} [A] – Courant à puissance maximale
$I_{mp,ref}$ [A] – Courant à puissance maximale du module dans les conditions de référence
$I_{sc,ref}$ [A] – Courant de court-circuit du module dans les conditions de référence

k – Coefficient dans le modèle d'onduleur

LCC – Coût de cycle de vie

m_{Dur} – Coefficient empirique dans le modèle de Durisch
mSi – Silicium monocristallin

N – Nombre de points
$N_{\text{Cycle, Turb}}$ – Nombre de Cycles de la STEP

NOCT – Normal Operating Cell Température – Température de fonctionnement normal de cellule

p – Puissance électrique réduite de moteur/ alternateur
p_0 – Composante des pertes de l'onduleur indépendante de la charge
p_{Dur} – Coefficient empirique dans le modèle de Durisch
$P_{elec,Pomp}$ [W] – Puissance électrique de la Pompe
$P_{elec,Turb}$ [W] – Puissance électrique de la Turbine
P_{Elec}[W] – Puissance électrique de l'onduleur
P_{ent} – Puissance alternative en entrée
$P_{hyd,Pomp}$ [W] – Puissance hydraulique de la Pompe
$P_{hyd,turb}$ [W] – Puissance hydraulique de la Turbine
P_{in} [W] – Puissance de l'onduleur en courant continu en entrée
p_{loss} – Pertes électriques réduites de l'onduleur
P_m [W] – Puissance mécanique d'entrée
P_{mec} [W] – Puissance mécanique sur l'arbre de la turbine éolienne
$P_{mec,Pomp}$ [W] – Puissance mécanique de la Pompe
$P_{mec,turb}$ [W] – Puissance mécanique de la Turbine
P_{mp} [W] – Puissance maximale du module photovoltaïque
$P_{mp,ref}$ [W] – Puissance maximale du module dans les conditions de référence
$P_{nom,\ onduleur}$ [W] – Puissance nominale de l'onduleur
P_{out} [W] – Puissance de sortie de l'onduleur en courant alternatif
P_{perte} [W] – Pertes électriques de l'onduleur
P_{PV} [kW] – Puissance crête photovoltaïque
P_{rated} [W] – Puissance nominale de l'éolienne
pSi – Silicium polycristallin
P_{sort} – Puissance de sortie alternative
PV – Photovoltaïque
P_{wind} [W] – Puissance du vent
P_{WT} [kW] – Puissance nominale installée éolienne

q – Coefficient empirique dans le modèle de Durisch
Q_{pomp} [m^3/s] – Débit de la pompe
Q^0_{Turb} [m^3/s] – Débit à puissance nominale de la pompe / turbine en mode turbinage
Q_{Turb} [m^3/s] – Débit de la turbine

R_{loss} – Rapport des pertes de l'onduleur
R_s – Rapport de la puissance crête installée du champ photovoltaïque et la puissance nominale de l'onduleur
$R_{s,opt}$ – Rapport optimal de R_s

SACOI – SArdinia-COrsica-Italy -Câble à courant continu
SARCO – SArdinia-CORsica -Câble à courant alternatif
s_{Dur} – Coefficient empirique dans le modèle de Durisch
SER – Sources d'Énergie Renouvelables
STEP – Système de Transfert d'Énergie par Pompage

TAC – Turbines à combustion
T_{cell} [ºC] – Température de cellule du module
$T_{cell,ref}$ [ºC]– Température de cellule dans les conditions standards

u – Coefficient empirique dans le modèle de Durisch

V [m/s] – Vitesse du vent

V_0 [V] – Tension continue
V_{10} [m/s] – Vitesse du vent à une de hauteur 10 m
Vco[V] –Tension à vide
$V_{coupure}$ [m/s] – Vitesse de vent de déclenchement de l'éolienne
$V_{demarrage}$ [m/s] – Vitesse de vent d'enclenchement de l'éolienne
V_h [m/s] – Vitesse du vent à hauteur h
V_{mp} [V] – Tension du photovoltaïque à puissance maximale
$V_{mp,ref}$ [V] – Tension à puissance maximale du module dans les conditions de référence
$V_{nominale}$ [m/s] – Vitesse de vent à puissance maximale de l'éolienne

T_a [ºC] – Température ambiante

y – Argument qui se trouve entre deux points connus y_i et y_{i+1}
$\bar{y}$ – Valeur moyenne des données expérimentales
y_{mod} – Valeur modélisée

α_J – Coefficient de correction de la vitesse de vent
α – Coefficient de température pour la correction de puissance
α_0 [mA/°C] – Coefficient de variation du courant par rapport à la température du module

β' [ºC^{-1}] – Coefficient de sensibilité à la température
β_0 [mV/°C] – Coefficient de variation de la tension du module par rapport à la température

γ – Coefficient de sensibilité à l'irradiation solaire
γ_0 [%/°C] – Coefficient de température pour la puissance du module

ΔT [°C] – Variation de la température
ΔH – Hauteur manométrique

η_{10} – Rendement de l'onduleur à 10 % de charge
η_{100} – Rendement de l'onduleur à 100 % de charge
η_{alt} – Rendement de l'onduleur
η_{turb} – Rendement mécanique de la turbine hydraulique
η_{mot} – Rendement du moteur
η_{Global} – Rendement global de la STEP

η_{pv} – Rendement du module photovoltaïque
η_{ref} – Rendement du module dans les conditions standards

θ [rad] – Angle d'incidence

ρ_a [kg/m^3] – Masse volumique de l'air

Introduction Générale

Tant l'énergie éolienne que l'énergie photovoltaïque (PV) se caractérisent par leur intermittence, et leur caractère fatal : le producteur ne peut piloter sa production. C'est un handicap réel, car ces sources peuvent ne pas produire au moment de la demande la plus forte, et à l'inverse produisent, aumônent où le réseau n'en a pas besoin, une énergie fatale, excédentaire et au final gênante. Leur potentiel s'en trouve donc réduit, d'autant plus que les solutions de stockage industriel de l'électricité et de substitution d'autres sources sont encore pour la plupart incertaines et coûteuses. Bien entendu, il reste possible de ne pas accepter cette énergie sur le réseau, mais on perd alors une énergie renouvelable (Dambrine *et al*, 2012).

La recherche de l'adéquation entre les productions intermittentes et le profil temporel de la demande, grâce à des possibilités de stockage ou d'écrêtement des pointes, fait l'objet d'importants programmes de R&D dans le monde entier et c'est dans ce cadre que s'inscrivent les travaux que nous présenterons dans ce document.

Les effets de l'intermittence peuvent être partiellement atténués par la mutualisation des moyens de production, au travers du réseau de transport de l'électricité. Par exemple, la France bénéficie de trois régimes de vent différents : au nord, à l'ouest et au sud, le vent ne souffle pas aux mêmes moments. La mise en commun des productions atténue donc partiellement les irrégularités, moyennant le cas échéant des investissements dans les réseaux de transport : les effets de l'intermittence sont marginaux tant que l'éolien, notamment, est peu développé, mais peuvent devenir problématiques au-delà d'un certain seuil.

L'intermittence va par essence à l'encontre d'une production adaptée au profil de la consommation. L'énergie éolienne ou photovoltaïque peut connaître des sautes brutales de production (lorsque le vent dépasse la vitesse maximum acceptable, toute les machines du champ vont s'arrêter au même moment permise en sécurité automatique, arrivée d'une grande couverture nuageuse sur zone étendue pour le PV). Les gestionnaires de réseaux considèrent que ce problème est gérable par les moyens courants tant que l'énergie intermittente ne dépasse pas 30 % de la puissance appelée sur le réseau; certains pays ou régions s'approchent de ce seuil (la Crête), mais la France en est encore loin, sauf dans certaines îles d'outre-mer et en Corse (lieu de notre étude).

Comme le suggèrent Dambrine et al (2012) dans un rapport destiné aux Ministère du redressement productif et à celui de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, pour pallier ces problèmes d'intermittence, il convient :

- d'améliorer les conditions de prévision de la production ;
- de convertir des kWh de peu de valeur en kWh de haute valeur ;
- de convertir de la demande coûteuse à satisfaire en demande moins onéreuse.

Il s'agit donc :

1. des prévisions météo fines ;
2. des techniques de stockage de l'énergie ;
3. des techniques d'écrêtement de la demande ;
4. de transport et de mutualisation intelligente.

Le thème de ce travail aborde à la fois les points 2 et 3 mais il faut garder à l'esprit qu'aucune des 4 actions proposées ne suffise à elle-seule à résoudre le problème. Seule l'association des 4 actions apportera la solution, et nous reviendrons sur ce point dans la conclusion de ce document.

Si cette problématique est importante en tous points du globe, elle l'est encore plus dans les réseaux insulaires le plus souvent non interconnectés aux grands réseaux de distribution, ce qui complique encore plus le travail de gestionnaire du réseau comme nous le verrons dans le chapitre 2.

Nous avons donc, autant que faire se peut, et en simplifiant certains moyens de production, essayer de nous rapprocher des conditions réelles de fonctionnement du réseau électrique de la Corse.

Nous allons tenter d'estimer l'apport positif sur le bilan énergétique et plus particulièrement sur la puissance des systèmes à sources renouvelables intermittentes à installer, de l'implantation d'une station de transfert d'énergie par pompage.

Mais dimensionner les composants du système incluant un tel stockage d'énergie dans un réseau insulaire est une tâche difficile. Nous proposons dans ce travail de développer un outil de simulation du fonctionnement du système photovoltaïque/éolien/STEP qui permette de représenter aussi bien que possible les principaux flux d'énergie électrique, mais également les débits d'eau qui prennent place au sein du système. L'objectif est également d'étudier l'influence de la taille des différents composants sur les performances énergétiques du système.

Disposer d'un stockage d'énergie est primordiale, mais rien n'est plus inutile que de disposer d'un stockage trop longtemps vide ou plein, il est donc absolument nécessaire de disposer d'une stratégie efficace de gestion des flux d'énergie qui permette d'optimiser l'utilisation du stockage, cette tâche est ardue et difficile à mettre en œuvre dans ce travail mais fait partie d'un programme de recherches plus large nécessitant à la fois prédiction de la production éolienne et photovoltaïque d'une part, et utilisation de réseaux électriques intelligents d'autre part. Nous reviendrons sur ce point dans les perspectives de recherches.

Ainsi, nous utiliserons deux stratégies de fonctionnement (trois au départ, mais la troisième ayant montré des performances médiocres sera abandonnée par la suite) avec des objectif différents, pour la première d'augmenter la part des EnR dans le système général de production d'électricité en diminuant les pertes d'énergies dues à la limitation des 30% et pour la seconde de satisfaire au maximum les pointes de consommation qui actuellement sont supplées par l'utilisation de turbines à combustion, utilisant du fuel léger et dont le coût de production du kWh est prohibitif (nous répondons ainsi au deuxième challenge exposé plus haut, celui de convertir des kWh de peu de valeur en kWh de haute valeur). Bien que ces stratégies ne soient pas optimales, elles permettront d'estimer si les objectifs à atteindre avec l'utilisation de la STEP sont atteints, tout en sachant que les performances du système ne pourront être que meilleures avec une stratégie plus adaptée mais plus complexe à mettre en œuvre.

De nombreux moyens de stockage d'énergie seront présentés dans le premier chapitre de ce travail ; de nombreuses informations sur l'utilisation des STEP couplées à des systèmes de production photovoltaïques et/ou éoliens y seront également données ; une étude bibliographique réalisée à partir de la littérature scientifique existante, nous permettra de réaliser un état de l'art et de déterminer les points qui restent à améliorer ou à vérifier et pour lesquels nous tacherons d'apporter notre contribution.

Le second chapitre décrira les différents modèles de comportement utilisés pour simuler le fonctionnement des systèmes photovoltaïques et des systèmes éoliens. Le fonctionnement du groupe de pompage/turbinage réversible sera également simulé par la mise en place d'équations « innovantes » liant la production d'électricité par turbinage au débit d'eau turbinée et le débit d'eau remontée par les pompes à la puissance électrique disponible par les moyens de production EnR. Une méthode d'optimisation du fonctionnement du groupe pompage/turbinage sera exposée et permettra de faire fonctionner la STEP de manière la plus efficace possible.

Le troisième chapitre présentera plus en détail la problématique de l'électrification des zones insulaires puis sera consacré à la présentation du système de production d'énergie électrique en

Corse qui servira de base à nos travaux. Les deux stratégies de fonctionnement seront détaillées et illustrées en présentant tous les variations de tous les paramètres sur une période de quelques jours.

Le quatrième chapitre présentera l'ensemble des résultats ; l'influence des caractéristiques du système sur ses performances sera analysée et nous déterminerons les configurations les plus performantes.

Enfin, une conclusion générale synthétisera l'ensemble de nos travaux, montrera comment ils s'intègrent dans les recherches entreprises au sein de nos deux laboratoires et ouvrira de nombreuses et riches perspectives pour de futures études.

Chapitre 1 - Systèmes de stockage d’énergie. Zoom sur les Stations de Transfert d'Energie par Pompage-turbinage (STEP)

1.1 Introduction

L'utilisation de sources d'énergie renouvelables (SER) apparaît prometteuse. Cependant, il reste encore d'importantes préoccupations pour certaines d'entre-elles quant à leur mise en œuvre, d'une part, à cause de leur prix d'installation et d'autre part, du fait de leur caractère intermittent et imprévisible qui rend l'énergie produite plus difficile à gérer et à optimiser. Les ressources énergétiques renouvelables, éoliennes et solaires, ne peuvent pas produire l'énergie de façon constante, puisque leur production d'énergie change avec les saisons, mois, jours, heures, etc. Le stockage d'énergie est un facteur déterminant pour le développement des énergies renouvelables (EnR) intermittentes qui fait l'objet actuellement de nombreuses recherches. Les systèmes de stockage d'énergie offrent la possibilité de stocker de l'énergie générée par les systèmes de production en période de faible demande ou de forte production, et de la restituer à des moments de forte demande et/ou de plus faible production.

L'utilisation de systèmes de stockage d'énergie permet de :

1. stocker le surplus d'électricité produite durant la nuit (en dehors des périodes de pointe) pour la restituer lorsque la demande est élevée au cours de la journée;
2. d'éliminer ou de lisser les pointes de la courbe de la demande au cours de la journée;
3. d'éviter les fluctuations et le problème de la régulation de fréquence dans les systèmes de charge;

Il est également considéré que le stockage de l'énergie peut être multi-bénéfique à la fois pour les services publics et leurs clients, car il améliore le rendement de fonctionnement du système, il réduit la consommation de carburant principal, il fournit une sécurité d'approvisionnement énergétique et diminue l'impact environnemental. Le stockage peut être utilisé dans le système d'énergie sous trois différents régimes, charge, stockage et décharge. Dans chacun de ces trois régimes, un bilan équilibré au niveau de la puissance et de l'énergie dans le système doit être maintenu.

En général, les systèmes de stockage d'énergie peuvent être utilisés dans des systèmes thermiques ou des systèmes électriques, voire même mécaniques. Nous ne présenterons dans ce document que les moyens de stockage d'énergie électrique. Les principales technologies de stockage électrique sont:

- systèmes électrochimiques (batteries et des batteries à flux);
- systèmes de stockage d'énergie cinétique comme le stockage à volant d'inertie;
- stockage d'énergie potentiel sous la forme de pompage hydraulique ou de stockage de l'air comprimé.

1.2 Les systèmes de stockage d'énergie électrique

Dans ce paragraphe, nous présentons un aperçu général des technologies les plus importantes de stockage d'énergie, disponibles ou en cours de développement aujourd'hui. Nous présenterons et discuterons les critères importants relatifs à chaque technologie de stockage appropriée pour les applications utilisant les énergies renouvelables (EnR).

La plupart des EnR (à l'exception de la biomasse et de l'hydroélectricité) n'est pas stockable, ou tout au moins, est difficilement stockable. L'électricité est la forme d'énergie préférée pour de nombreuses applications et il n'est donc pas surprenant que les EnR et la production d'électricité soient étroitement liées. L'électricité est transportée facilement sur de longues distances et distribuée aux consommateurs par câble, mais il y a souvent le problème de l'adéquation entre l'offre d'énergie

et la demande de la charge. Pour y remédier, le développement et l'utilisation de systèmes de stockage efficaces de l'électricité sont indispensables.

Le stockage d'énergie électrique est la capacité de stocker de l'énergie pour produire de l'électricité et de l'utiliser à d'autres périodes quand le coût est plus avantageux selon les besoins du marché de l'électricité ou lorsqu'un manque d'électricité se fait ressentir. La partie électrique est un élément essentiel des systèmes de stockage d'énergie électrique et est assurée par un système de conversion de puissance. Le système de conversion de puissance peut représenter plus de 25% du coût global d'un système complet.

L'énergie électrique peut être stockée directement ou indirectement avec des méthodes différentes :

- les méthodes mécaniques comme les systèmes à air comprimé, les systèmes de pompage de l'eau, ou les volants d'inertie ;
- les méthodes chimiques sont très connues comme les batteries et les batteries flux et plus récemment les méthodes magnétiques dans des condensateurs ou des aimants supraconducteurs (Figure 1.1) (ESA, 2009 ; IFP, 2016).

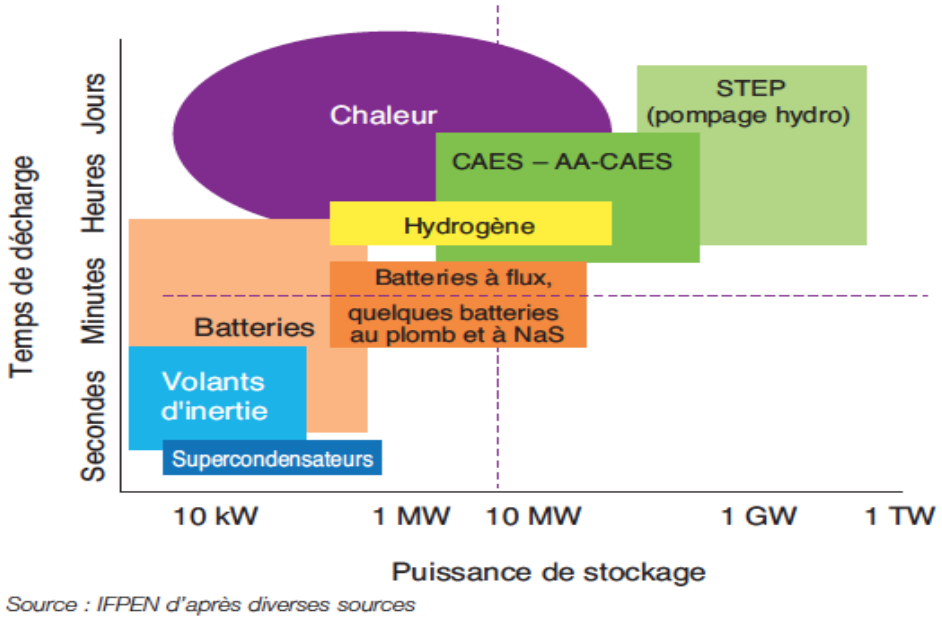


Figure 1.1. Différentes applications de stockage en fonction de la puissance requise et du temps de décharge (donné en secondes, minutes, heures et jours).

Quelques généralités sur chacune de ces méthodes de stockage d'énergie ou de tampon de puissance sont données ci-dessous.

1.2.1 Mode de stockage thermique

Le stockage de chaleur concerne principalement le chauffage (ou la climatisation) des bâtiments. Le stockage de chaleur sensible et de chaleur latente sont deux techniques principales pour le stockage d'énergie thermique considérées aujourd'hui pour différentes applications.

1.2.2 Mode de stockage électrochimique et électrostatique

Le principe de base est la conversion de l'énergie chimique en énergie électrique et vice versa, il concerne principalement les batteries, piles et accumulateurs et les condensateurs. Les condensateurs sont des composants du stockage électrostatique, direct, considérés comme une source de puissance

dans une certaine mesure, compte tenu de sa grande puissance spécifique et sa densité d'énergie relativement faible.

1.2.3 Mode de stockage d'énergie magnétique

Les bobines supraconductrices (ou SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage) sont des éléments de stockage magnétique, direct, considérées comme des sources de puissance très élevée. Le stockage d'énergie magnétique est un des rares moyens de stocker directement l'électricité. L'utilisation d'éléments supraconducteurs SMES est nécessaire pour ce type de stockage.

1.2.4 Mode de stockage thermochimique

Les réactions thermochimiques et les processus d'absorption posent encore des problèmes et nécessitent d'être étudiés. Parmi ces difficultés, on trouve l'identification des matériaux appropriés qui doivent offrir une bonne stabilité thermique et un coût fiable et pas trop élevé.

1.2.5 Mode de stockage chimique : l'hydrogène

Les technologies de stockage à base d'hydrogène ont un grand potentiel pour les applications de stockage à moyen terme, les principaux défis à relever pour leur utilisation massive sont liés à l'incertitude de leur viabilité économique (en raison des coûts du système et de l'efficacité énergétique faible).

1.2.6 Mode de stockage mécanique

Station de transfert d'énergie par pompage, la **STEP** est une technologie mature nécessitant néanmoins des installations conséquentes et un contexte géographique spécifique. Ce système de stockage repose sur le principe de l'énergie gravitaire. Il représente près de **99 % des capacités de stockage massif d'énergie installées dans le Monde**, avec près de 400 STEP pour une capacité totale d'environ 125 GW (IFP, 2016).

Les principales caractéristiques des moyens de stockage d'énergie sont présentées dans le Tableau 1.1 (Ibrahim et Ilinca, 2008).

Nous nous concentrerons dans le reste de ce document sur les STEP, Systèmes de Transfert d'Energie par «Pompage turbinage ». Il s'agit d'une technologie mature et bien maitrisée, bénéficiant d'un rendement de conversion élevé (Figure 1.2).

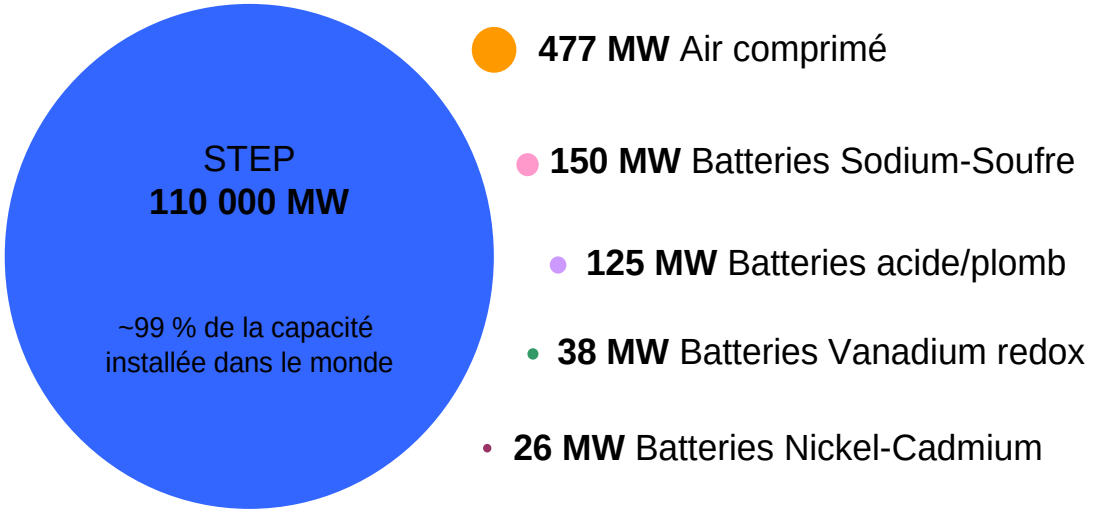


Figure 1.2. Puissances installées de STEP dans le Monde (IEA, 2014)

Tableau 1.1. Comparaison de différentes technologies (Ibrahim et Ilinca, 2008).

Technologie	Volant d'inertie	Condensateurs	SMES	Batteries NaS	STEP	CSEA	H_2
Puissance(MW)	25	Large	10	<200	30–4000	500– 2500	100
Capacité (MWh)	2,5	faible	0,5–5	<1200	500– 8000	50-300	1000
Densité énergie (kWh/m^3)	1000	5	2.8	400	---	---	---
Cycle de vie	20 ans	10^6 cycles	20 ans	4500 cycles en 15 ans	50 ans	40 ans	---
Temps de montée en puissance	ms	ms		ms	1-3 min	10 min	
Taux de Décharge	1-10%	10% par jour	Puissance de refroidissement	non	non		---
Rendement (%)	90-95	90-95	90-95	80-90	70-85	64-75	30-50
Energie ou Puissance	5 MW /30 min	Sec-minute	haute puissance/ plusieurs secs	Puissance nominale/ qq h ou très forte puissance /qq min	Puissance nominale/ longue période	Puissance nominale/ longue période	Puissance nominale/ longue période
Impact environnement	faible	moyen	faible	moyen	moyen	moyen	moyen
Approprié au solaire	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Approprié à l'éolien	oui	oui	oui	oui	oui	oui	oui

1.3 Systèmes de Transfert d'Energie par Pompage turbinage, les STEP.

1.3.1. Généralités

Le stockage hydraulique est une technologie bien établie et commercialement acceptable, permettant également d'améliorer la stabilité du réseau et de soutenir le déploiement d'autres systèmes à sources renouvelables intermittentes telles que le vent et le soleil. Les STEP stockent l'énergie sous forme d'énergie mécanique potentielle de l'eau qui est pompée à partir d'un réservoir inférieur vers un réservoir supérieur. Il a vu un développement rapide avec l'arrivée de l'énergie électronucléaire avec laquelle il était difficile de moduler la puissance électrique produite. L'énergie électrique à faible coût (aux heures creuses) est utilisée pour faire fonctionner les pompes afin d'élever l'eau du réservoir inférieur vers celui du haut. L'eau stockée est libérée à travers les turbines hydrauliques pour produire de l'énergie électrique aux heures de pointe permettant ainsi, en plus de l'intérêt énergétique, de permettre un gain économique non négligeable. Les STEP se caractérisent par de longues durées de construction et des dépenses d'investissement élevées. Cependant, avec la hausse des prix de l'électricité et une utilisation accrue des sources d'énergie intermittentes, il peut être très économique pour stocker l'électricité pour une utilisation ultérieure.

Les premières installations utilisant le stockage hydraulique par pompage apparaissent à la fin des années 1890 en Italie et en Suisse. En France, la première centrale fonctionnant sur ce principe est celle du Lac Noir située dans les Vosges en bordure de la plaine d'Alsace. Elle utilisait l'énergie de nuit de la première centrale de Kembs établie sur le Rhin. Le stockage d'énergie par pompage a été largement développé dans les années 1970-1990 pour optimiser le fonctionnement des grandes centrales thermiques et nucléaires. De puissantes stations, jusqu'à 3000 MW de puissance installée, ont été construites dans ce but en Europe, aux Etats Unis, au Japon et un peu plus tard en Chine. La plupart de la capacité de production-de pompage installée mondiale se trouve en Asie - qui détient actuellement plus de 60 GW de capacité installée cumulée, puis en Europe et aux Etats Unis (Figure 1.3). Dans le monde, il y a plus de 300 installations d'une capacité totale de 127 GW. Les STEP de grande taille dans le

monde sont de 2000 à 3000 MW de capacités installées. Pourtant les STEP dans la gamme de 1000-1500 MW sont plus communes. Globalement, les dimensions habituelles des turbines sont de l'ordre de 300-400 MW (Katsaprakakis et al, 2008). Le rendement de conversion est d'environ 80 % pour les installations les plus récentes, et dépend des pertes de charges liées aux pompes, aux turbines et aux frottements dans les conduites (ces rendements sont atteints avec des énergies « contrôlables » et seront plus faibles avec l'utilisation de systèmes à sources d'énergie fluctuantes) ; le degré de flexibilité est le critère définissant la capacité de réaction de l'installation vis-à-vis d'une demande d'ajustement rapide de puissance en stockage ou en turbinage. Cela concerne principalement les services systèmes. Les STEP présentent l'énorme avantage d'atteindre leur puissance nominale en quelques secondes permettant ainsi de réagir très rapidement à une variation de la charge ou de la production. On distingue les STEP « pures », où l'apport naturel gravitationnel est négligeable, des STEP mixtes qui sont alimentées par le pompage et des flux d'eau naturels. La taille importante des installations permet des capacités de stockage considérables, de plusieurs GWh, avec des puissances mobilisables en quelques minutes (voire secondes) allant de quelques dizaines à plusieurs centaines de MW (Gimeno-Gutierrez et Lacal-Arantegui, 2015).

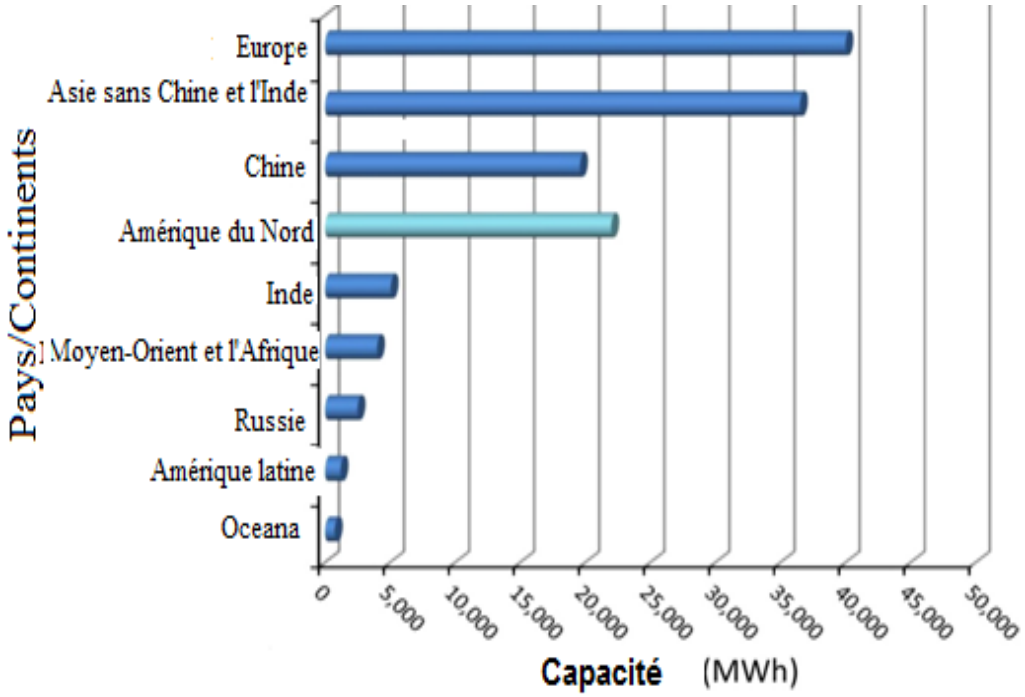


Figure 1.3. Distribution géographique des STEP dans le Monde, Avril 2016 (Sandvig, 2016)

Les STEP peuvent se caractériser selon plusieurs critères **(**Singh *et al*, 2014 ; Ren *et al*, 2013) :

- la capacité maximale de stockage, qui dépend de la quantité d'eau stockable et de la différence d'altitude ;
- la puissance mobilisable en stockage et en déstockage, qui dépend des capacités des conduites, des turbines et des pompes ;
- la constante de temps, de l'ordre de la dizaine d'heures, qui représente l'énergie stockable par unité de puissance ;
- le rendement qui est le rapport entre l'énergie électrique délivrée lors de la phase de turbinage et l'énergie électrique consommée lors de la phase de pompage.

Le stockage hydraulique utilise deux réservoirs d'eau qui sont séparés verticalement. En période de surplus d'électricité, souvent en dehors des heures de pointe, l'eau est pompée du réservoir inférieur vers le réservoir supérieur. Lorsque cela est nécessaire, le flux d'eau est inversé et guidé à travers les turbines de production d'électricité. Les turbines réversible et alternateur, ensemble, peuvent agir comme pompe ou turbine. Ce type de stockage a un grand potentiel pour être utilisé comme un support de stockage de l'électricité pour les technologies des énergies renouvelables intermittentes. Si à l'origine, les STEP ont été utilisées pour le stockage de l'énergie provenant de charbon et les centrales nucléaires, la croissance des technologies EnR, éoliennes et solaires, ouvre de nouvelles possibilités pour la technologie de pompage. En raison de la nature intermittente de l'énergie éolienne et solaire, l'électricité est souvent fournie quand elle n'est pas nécessaire. La technologie STEP est capable de stocker le surplus d'électricité pour une utilisation ultérieure. Une telle application favorisera l'implantation des technologies EnR et augmentera leur taux d'intégration dans les réseaux électriques.

Le schéma de principe d'une STEP est présenté sur la Figure 1.4.

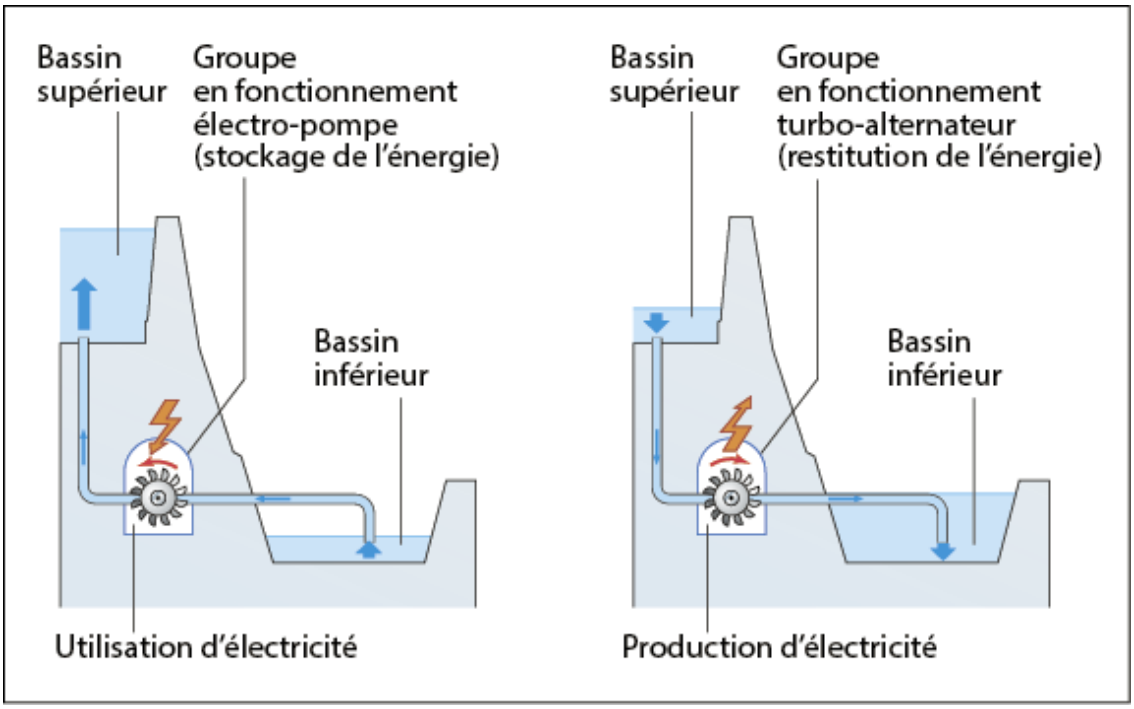


Figure 1.4. Schéma d'une centrale STEP (CDE, 2013)

1.3.2. Les STEP dans le monde

Les STEP sont les seuls moyens de stockage d'énergie prouvés à grande échelle (4100 MW) pour le fonctionnement de systèmes électriques (Sivakumar *et al*, 2013). Dans l'Union Européenne (UE), actuellement environ 7400 MW de nouvelles STEP sont proposées pour un coût total d'investissement de 6 Milliards € ce qui représente environ 20% d'augmentation de la capacité des STEP installées dans l'UE (Punys *et al*, 2013). Dans une autre étude (Yang et Jackson, 2011), les STEP dans l'UE sont analysées à partir d'indicateurs de performance des systèmes, à l'aide du système européen de bases de données hydroélectriques **(**Anagnostopoulos et Papantonis, 2008**)**. En 2010, dans l'ensemble de l'UE, il y avait environ 140 STEP opérationnelles avec une capacité supérieure à 19,5 GW. Les tendances du développement de cette technologie et l'identification des lieux propices à leur implantation ont été discutées par Deane *et al.* (2010) (Figure 1.5).

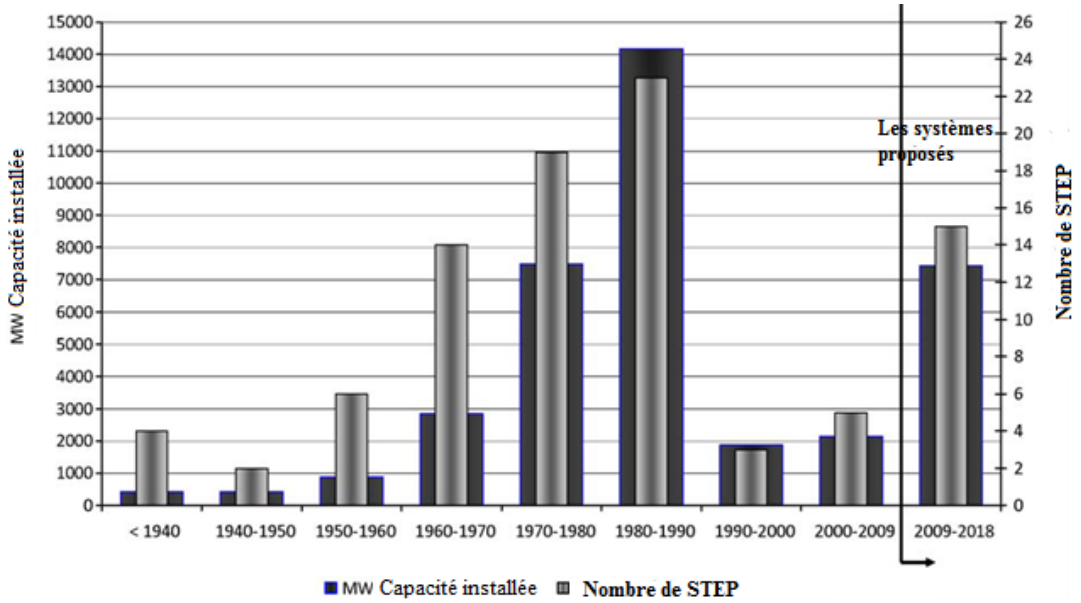


Figure 1.5. Développement chronologique des STEP en puissance et en nombre de systèmes dans l'UE

Le potentiel de STEP aux Etats-Unis, est important en particulier pour le couplage avec des SER intermittentes, plus de 1000 GW de puissance **(**Karsten et Meibom, 2012). Un problème de ces systèmes est l'identification et la sélection des critères pour définir les sites appropriés. Connolly *et al* (2010) ont développé un programme pour identifier les sites propices à la construction de STEP. Les coûts d'investissement requis pour les STEP sont extrêmement élevés et la disponibilité des sites adaptés est maintenant en baisse. Par conséquent, l'identification des sites restants disponibles pour les STEP devient essentielle afin que la localisation la plus avantageuse soit choisie en termes de capacité de production et de rentabilité de coût. En conséquence, leur objectif était de développer un programme informatique analysant les caractéristiques du terrain et d'identifier de potentiels sites pour de nouvelles STEP. Le programme a été utilisé pour évaluer une zone de 20 x 40 km dans le Sud-ouest de l'Irlande. D'après les résultats d'une autre étude **(**Connolly *et al*, 2012), il apparaît évident que les STEP peuvent augmenter le taux de pénétration de l'énergie éolienne dans le système de distribution Irlandais et en réduire les coûts de fonctionnement. Au total, trois aspects ont été étudiés dans le cadre des STEP: son fonctionnement, sa taille et son coût.

Le potentiel hydroélectrique et éolien de la Turquie a été étudié par Dursun et Alboyaci (2010). En outre, l'importance et la nécessité des STEP couplées avec des éoliennes pour la Turquie ont été examinées. L'utilisation de STEP est divisée en deux catégories selon l'échelle de temps du cycle stockage-déstockage : sur 24 heures et pour un stockage d'énergie plus prolongée de l'ordre de plusieurs jours.

Les schémas d'aides possibles ont été analysés pour les STEP en Croatie, afin de garantir le recouvrement du coût d'investissement avec des tarifs de rachat - par exemple - qui garantiraient un paiement-récompense pour décharger l'énergie éolienne et ainsi stimuler l'intégration des SER (Krajacic *et al*, 2013).

Pour l'Italie et l'Espagne, une évaluation de l'apport des STEP a été étudiée. Le stockage par STEP a été identifié comme la solution la plus efficace au niveau des coûts (Rangoni, 2012). En Grèce (en zones non isolées) différents auteurs **(**Anagnostopoulos et Papantonis, 2012; Caralis *et al*, 2012) ont indiqué que de nouveaux investissements de stockage par STEP pourraient être planifiés et réalisés progressivement au cours des prochaines années, en parallèle avec le développement de la production des EnR. L'objectif de l'étude d'Anagnostopoulos et Papantonis (2008) a été de déterminer les performances d'une unité de

STEP introduite dans une centrale hydroélectrique classique en Grèce. Les données de l'installation et du réseau électrique sur une période d'un an ont été utilisées pour calculer la variation temporelle de l'entrée d'eau dans le barrage, et estimer les apports de production des EnR selon leur puissance installée. Différents scénarios en fonction du taux d'intégration de la STEP ont été examinés. Le fonctionnement du système est simulé en détail et les résultats ont été analysés en termes d'énergie. En outre, une évaluation économique a été réalisée en fonction des conditions financières actuelles en Grèce. Les résultats ont montré qu'une quantité considérable de surproduction en provenance des EnR pourrait être stockée, mais la viabilité économique de l'investissement dépend de certains paramètres critiques, qui ont été identifiés. Certaines orientations concernant le dimensionnement optimal et la stratégie de fonctionnement du système de stockage par pompage sont finalement extraits. La capacité du système électrique grec à absorber les EnR et la nécessité de systèmes de STEP ont été examinées. La faisabilité de STEP a été discutée selon trois scénarios différents d'intégration des éoliennes et des centrales PV. Les résultats montrent que, pour une augmentation progressive de la part des EnR, les STEP deviennent nécessaires (Caralis *et al*, 2010).

Deux études de cas de STEP ont été étudiées pour une situation d'échange d'énergie entre la Norvège et l'Europe continentale pour compenser la variabilité de l'énergie éolienne. Les performances des contrôleurs primaires et secondaires pour maintenir la qualité de la fréquence du réseau ont été analysées. Le pompage peut être utilisé comme une charge variable dans le système nordique. Avec l'augmentation des SER en Inde (éolien et solaire), le stockage de l'énergie par STEP doit être pris en considération **(**Farahmanda et Huertas-Hernando, 2013).

Dans l'UE, les régimes favorables de tarifs de rachat ont beaucoup augmenté l'utilisation des SER en Allemagne, Espagne, Portugal, Danemark et dans de nombreux autres pays de l'UE. Malgré ces tarifs de rachat intéressants pour la promotion des SER, dans de nombreux cas, leur pénétration est limitée par les exigences du système électrique lié à leur intermittence et aux capacités techniques des réseaux électriques. Ces problèmes peuvent être résolus par la mise en œuvre de technologies de stockage sous forme de STEP **(**Steffen, 2012).

Le développement actuel est analysé et le potentiel d'installation de STEP a été évalué ainsi que les obstacles possibles dans le système allemand. Dans l'ensemble, les perspectives pour les nouvelles STEP sont prometteuses, même si la rentabilité reste encore un défi majeur (Krajacic *et al*, 2011).

Plusieurs études analysent les différents aspects des énergies éoliennes et solaires couplées avec des STEP:

- les études qui analysent seulement le stockage hydraulique ;
- les études qui analysent la production éolienne avec stockage hydroélectrique ;
- les études qui analysent la production solaire avec stockage hydroélectrique ;
- les études qui analysent les deux types de production couplés avec un stockage hydroélectrique.

1.4. Énergie éolienne et STEP

Il a été observé dans la littérature que les variables les plus importantes pour la conception du système de pompage sont le volume du réservoir supérieur et la différence de hauteur entre les 2 réservoirs (Kousksou *et al*, 2014). Le concept de base du fonctionnement d'un système de pompage est très similaire à celui d'une installation classique de centrale hydroélectrique. La

puissance générée par le système en mode de génération P_{Gen}, dépend principalement du débit d'eau Q_{turb}, de la hauteur d'eau ΔH et du rendement de génération $f(Q_{turb})$:

1.4.1. Mode de Génération :

$$P_{Turb} = f(Q_{turb})\rho_{eau} g\Delta H Q_{turb} \tag{1.1}$$

Dans ce mode, la STEP produit de l'électricité dans le réseau ; les pompes restent au repos.

Dans le mode pompage, la pompe consomme l'énergie éolienne ou photovoltaïque, et l'énergie ainsi utilisée est stockée dans le réservoir supérieur sous la forme d'énergie potentielle.

1.4.2. Mode de Pompage :

$$P_{pomp} = \rho_{eau} g\Delta H Q_{pomp} / f'(Q_{pomp}) \tag{1.2}$$

1.4.3. Mode de pompage par l'énergie du réseau :

Dans ce mode, la STEP utilise le réseau électrique pour actionner la pompe et stocke l'énergie dans le réservoir supérieur. Cette opération se fait à chaque fois que le prix de l'électricité sur le marché est faible.

1.4.4. Mode de génération d'EnR:

Dans ce mode, la STEP fonctionne soit en mode génération ou en mode de pompage, afin de compenser la variation de puissances produites par les SER.

A la différence des énergies traditionnelles disponibles en permanence, de base ou de pointe (hydraulique, nucléaire, thermique), les énergies éoliennes et solaires sont intermittentes et ne peuvent pas produire d'électricité de façon constante. Les périodes de production des SER sont irrégulières, et souvent imprévisibles malgré les prévisions météorologiques. En raison de ce caractère intermittent, les SER peuvent difficilement répondre à la très forte variabilité de la demande de la consommation électrique. De nombreuses études soulignent ce problème d'incertitude de la nature du vent, est proposent de combiner les parcs éoliens avec différents systèmes de stockage d'énergie dont le stockage hydraulique. La capacité de production inutilisée du vent est analysée pour 18 pays européens sur la période 1998 à 2011. Les techniques de prédiction de la vitesse du vent n'étant pas encore assez précises, la prédiction de la production éolienne est un problème important. Le stockage est une option clé pour améliorer l'intégration de l'énergie éolienne. Dans le cadre d'un marché déréglementé, une STEP peut être la solution (Loisel, 2012). En outre, un haut taux d'intégration des SER dans la production d'électricité engendre une grande incertitude dans la production des parcs éoliens : elle diminue la probabilité du système électrique d'être en déficit de puissance, mais augmente la probabilité qu'il soit en surplus de puissance (Hosseini-Firouz, 2013 ; Ummels *et al*, 2008 ; Rahimi *et al*, 2013). Purvins *et al* (2012) se sont concentrés sur les solutions nécessaires pour gérer la variabilité de la production éolienne et permettre son intégration à grande échelle dans le système d'électricité. Le stockage par STEP est adapté pour l'équilibrage saisonnier de l'énergie éolienne (Hedegaard et Meibom, 2012) .Afin de diminuer les coûts, une opération conjointe entre un parc éolien et une installation d'hydro-pompage a été proposée; la STEP change sa production pour compenser et minimiser les déséquilibres et les erreurs de prédiction d'énergie éolienne dont l'incertitude est modélisée et quantifiée. Une étude de cas réaliste est utilisée pour évaluer la méthode proposée. L'incertitude de prédiction

de l'énergie éolienne est incluse dans le problème d'optimisation. Le comportement stochastique du vent et l'incohérence possible entre la variabilité de la demande d'électricité et la production d'énergie éolienne imposent de strictes limites à la pénétration de l'énergie éolienne principalement en raison des obstacles techniques qui protègent les réseaux électriques autonomes d'une éventuelle instabilité. Par conséquent, dans le cadre législatif, il est difficile d'obtenir un pourcentage supérieur à 15% en Grèce pour la contribution de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques autonomes (Kabouris et Kanellos, 2010).

Le stockage par STEP a été considéré comme une solution adéquate pour améliorer la qualité de la puissance électrique issue d'une production éolienne (Hedegaard et Meibom, 2012) mais son utilisation s'accompagne de nombreuses contraintes géographiques. La recherche actuelle est la plupart du temps appliquée à des systèmes d'énergie dans des régions isolées comme les îles et les zones montagneuses où, en général, le potentiel éolien est favorable (Kaldellis *et al*, 2012). De nombreuses études se sont concentrées sur l'aspect économique des STEP couplées à l'éolien mais les aspects techniques ne sont pas bien considérés (Purvins *et al*, 2012). Le stockage est utilisé pour combler les manques créés par l'énergie éolienne au cours du déséquilibre du réseau électrique. En ce qui concerne la complémentarité du vent et des autres énergies, il a été montré que la combinaison du soleil et du vent produit moins de variabilité dans la production (Hoicka et Rowlands, 2011). L'énergie éolienne et le stockage hydraulique intégrés dans les réseaux électriques sont connus pour être très économiques et être une technologie techniquement compétitive (Zafirakis *et al*, 2013 ; Connolly *et al*, 2012 ; Tuohy et O' Malley, 2011).

La production d'énergie hydro-éolienne semble être une solution intéressante pour les réseaux électriques isolés et autonomes afin d'augmenter la pénétration de l'énergie éolienne et sa rentabilité. Des solutions utilisant différentes types de stockage, dont les STEP, pour les applications dans les îles ont été examinées (Rodrigues *et al*, 2014). Les solutions énergétiques pour les îles et les zones isolées et le développement des énergies renouvelables intermittentes dans certaines îles européennes ont été passés en revue (Chen *et al*, 2007). Les paramètres techniques tels que la taille des turbines, la puissance et le nombre de pompes, le diamètre de la conduite forcée et son épaisseur, ainsi que la capacité des réservoirs ont été étudiés ; certains paramètres financiers ont été également considérés comme critiques dans cette étude.

Une méthodologie pour le dimensionnement et la conception de ces systèmes a été proposée et utilisée pour les îles grecques autonomes. L'objectif était de réaliser une étude de préfaisabilité de STEP dans les îles grecques autonomes. Les résultats montrent qu'il y a un marché important en Grèce et que le coût de développement des STEP avec de systèmes éoliens est concurrentiel par rapport au coût de production des centrales locales dans ces îles autonomes. Anagnostopoulos et Papantonis (2008) ont présenté une méthodologie numérique pour le dimensionnement optimal des différents composants d'une STEP. L'algorithme a été appliqué à un cas pratique en utilisant les données de production de parcs éoliens installés dans l'île de Crète, Grèce.

Un avantage majeur des centrales hybrides est l'amélioration de la sécurité dynamique des systèmes électriques non interconnectés grâce à l'introduction des turbines hydrauliques. La combinaison de l'énergie éolienne et du stockage hydraulique est considérée comme un moyen d'exploiter le potentiel éolien abondant, d'augmenter la capacité éolienne installée et de combler la pointe de consommation. Jusqu'à présent, le dimensionnement optimal de STEP dans des applications similaires a été le sujet de nombreuses études. (Katsaprakakis *et al*, 2012 ; Brown *et al*, 2008; Bueno et Carta, 2005a, 2005b, 2006 ; Kaldellis, 2010a, 2010b ; Papaefthymiou et Papathanassiou, 2014 ; Dursun *et*

al, 2012 ; Caralis *et al*, 2010 ; Brown *et al*, 2008 ; Kaldellis, 2008 ; Patlitzianas et Christos, 2012 ; Padrón, 2011).

Katsaprakakis *et al* (2012) ont optimisé la taille d'un système combiné de stockage hydro-éolien pour un système isolé de Karpathos-Kasos. Le dimensionnement du système était basé sur la nécessité de garantir la pointe de consommation sur une base quotidienne. Kapsali *et al* (2012) ont présenté en détail une STEP pour récupérer l'énergie produite par les parcs éoliens dans les îles grecques non-interconnectées de Lesbos et de Crète. Anagnostopoulos et Papantonis (2012), pour l'interconnexion de réseau d'électricité de Grèce, ont considéré un cas de STEP combinée à une grande centrale hydroélectrique existante ; ils ont étudié la capacité du système électrique grecque à absorber la production des SER et ont montré la nécessité d'utilisation de STEP. Connolly *et al* (2012) ont étudié à grande échelle l'intégration de stockage d'énergie pour compenser les fluctuations des EnR pour le système énergétique irlandais, trois aspects ont été étudiés pour les STEP: leur fonctionnement, leur taille et leur coût. Ils ont montré que les STEP permettent d'augmenter la pénétration des éoliennes dans le réseau irlandais et de réduire également les coûts d'exploitation.

Une façon de réduire le coût de production de l'électricité est d'augmenter la contribution des SER en particulier grâce au développement de l'énergie éolienne économiquement rentable et respectueuse de l'environnement (Weisser et Garcia, 2005).

Huajie Ding *et al* (2012) ont conclu que la combinaison d'éoliennes et de STEP peut grandement atténuer l'effet négatif des variations de la production éolienne sur le réseau électrique et ainsi en augmenter le profit.

Endegnanew *et al* (2013) ont étudié un scénario de parcs éoliens en mer couplés à une STEP. La STEP peut être utilisée comme une charge variable dans le système électrique nordique à cause des grandes variations de production des parcs éoliens en mer du Nord et de la qualité de la fréquence.

Varkani *et al* (2011) ont montré que l'intégration de STEP avec des parcs éoliens en Espagne a augmenté la rentabilité du système intégré et minimisé les pertes d'énergie éolienne. Une technique de réseaux de neurones artificiels a été utilisée pour prédire l'énergie du vent un jour à l'avance pour une gestion efficace de la STEP.

Le fonctionnement d'un système hybride éolien/hydroélectrique (avec pompe réversible) visant à produire l'électricité à faible coût a été analysé pour l'île d'Ikaria en Grèce. Le programme de simulation, basé sur le comportement stochastique des paramètres météorologiques, utilise comme données d'entrée la distribution mensuelle de la vitesse du vent. La faisabilité de ces applications dans les îles grecques et l'économie d'énergie électrique engendrée ont été démontrées (Papaefthymiou *et al*, 2010).

Une méthodologie de dimensionnement optimal de systèmes éolien-STEP a été développée et appliquée à plusieurs îles de mer Egée. Les calculs numériques étaient basés sur des données réelles (vitesse du vent, charge électrique, caractéristiques opérationnelles des composants du système) (Kaldellis et Kavadias, 2001).

Les concepts de rendement électrique et de rendement total du système et la valeur du taux de pénétration des SER ont été utilisés par Kaldellis *et al* (2009).Ils ont étudié successivement :

1. l'influence de la taille du parc éolien ;
2. l'influence de la taille du réservoir d'eau ;
3. l'influence de la taille de la pompe.

Parmi les principales conclusions, la plus importante est la dépendance de l'autonomie énergétique du système avec le nombre d'éoliennes. En outre, on peut souligner l'effet dominant du potentiel local de vent sur la qualité de la solution obtenue, l'influence croissante de la taille du réservoir d'eau et du rendement électrique. L'autonomie énergétique est facilitée par l'utilisation de petites pompes à eau.

Le dimensionnement optimal d'une STEP installée dans une île a été analysée (tailles des turbines, pompes, parcs éoliens, réservoirs), en adoptant le point de vue soit de l'investisseur (maximiser le retour d'investissement de la STEP), soit le point de vue du système (maximiser la pénétration des EnR avec maintien du coût le plus bas possible de la production électrique).

Des algorithmes génétiques ont été appliqués à une île isolée à Hong Kong, (Ma *et al*, 2014a) et sa faisabilité technique a été ensuite examinée. Outre le fait que la nature intermittente des EnR peut être compensée par l'introduction d'une STEP, le couplage EnR-STEP est une solution technique idéale pour atteindre l'autonomie énergétique de 100% dans les collectivités éloignées.

1.5 Energie solaire photovoltaïque (PV) et STEP

L'énergie solaire a également une nature instable et n'est disponible que pendant la journée, contrairement à l'éolien. En raison de son intermittence, l'énergie solaire ne peut répondre à elle seule aux besoins énergétiques et doit être accompagnée par d'autres sources énergétiques: centrales thermiques, nucléaires, hydrauliques. Le couplage de systèmes PV avec des STEP est l'une des utilisations les plus populaires et plus performantes de l'énergie solaire (Kaldellis *et al*, 2009). Un exemple de ce type de système est présenté sur la Figure 1.6.

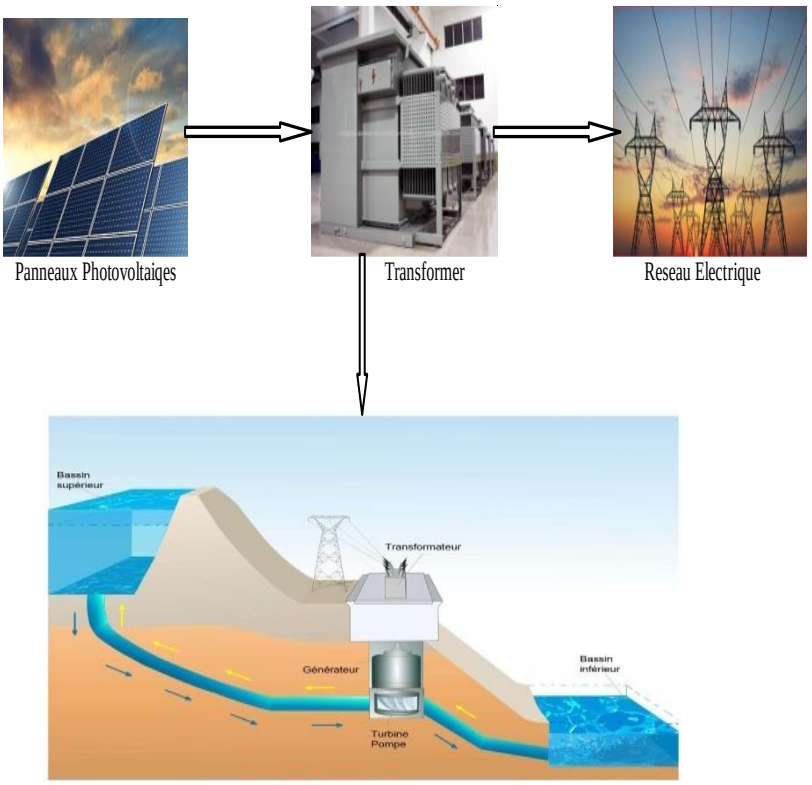


Figure 1.6. Schéma d'un système solaire photovoltaïque couplé à un système de pompage-turbinage

La puissance produite par les panneaux PV est transmise au réseau électrique et la puissance supplémentaire produite pendant les heures creuses est utilisée pour pomper l'eau d'un réservoir inférieur à un réservoir supérieur. L'eau du réservoir supérieur est libérée à travers des turbines hydrauliques pour produire de l'énergie pendant les heures de pointe.

Ce paragraphe présente une synthèse non exhaustive des études théoriques rapportées dans la littérature sur les systèmes PV-STEP.

Pour le problème d'électrification des zones autonomes, une méthodologie de dimensionnement optimal du couplage PV-STEP a été développée (Kaldellis *et al*, 2010a).

Ma *et al* (2015) ont étudié un système PV-STEP pour de petits systèmes autonomes en zones isolées. Les auteurs ont développé des modèles mathématiques pour chaque composant principal du système, pour estimer la fiabilité du système, pour déterminer des critères économiques et optimiser le dimensionnement**.** Le modèle et l'algorithme d'optimisation proposé sont efficaces et peuvent être utilisés pour d'autres études similaires à l'avenir. La différence de hauteur entre les deux réservoirs avait été fixée à 60 m et la mer jouait le rôle de réservoir inférieur. Ainsi, seul le volume du réservoir supérieur et la taille des pompes et des turbines ont été déterminés au cours du processus de dimensionnement et d'optimisation du système. Dans les deux modes de fonctionnement des systèmes, les rendements des pompes et des turbines sont considérés comme constants.

Margeta et Glasnovic (2012) ont proposé un système hybride PV-STEP pour fournir une énergie continue dans le réseau électrique. Dans une autre étude, les mêmes auteurs **(**Margeta et Glasnovic, 2011) ont analysé la possibilité d'améliorer la centrale hydroélectrique avec un générateur solaire photovoltaïque. Margeta et Glasnovic (2010) ont utilisé l'exemple de la centrale hydroélectrique de Zavrelje, Dubrovnik en Croatie. Ils ont analysé un système PV-STEP qui peut fournir de l'énergie électrique continue et ont étudié les possibilités de sa mise en œuvre en Europe dans des zones à climat similaire. Ils ont mis au point un modèle mathématique permettant de sélectionner la taille optimale de la centrale PV, comme l'élément essentiel permettant d'estimer la faisabilité technique d'une solution en général. Les résultats ont clairement montré une large gamme d'implémentation de systèmes PV-STEP pour les climats relativement froids. Margeta (2014) a également présenté les caractéristiques d'un système PV-STEP pour réaliser une production d'énergie électrique sans impact négatif sur l'environnement.

Ma *et al* (2014b) ont présenté une étude de système PV-STEP pour de petits systèmes autonomes en régions éloignées.

Kaldelis *et al* (2009a, 2010a) ont présenté une étude pour analyser le problème d'électrification des réseaux électriques autonomes. Pour ce faire, une méthodologie de dimensionnement optimal de systèmes PV-STEP a été développée.

Manolakos *et al* (2004) ont étudié le remplacement partiel d'un système de stockage par batteries par une STEP dans un système PV.

1.6 Couplage PV – Eolien - STEP

Il n'y a pas beaucoup d'études sur des systèmes hybrides éoliens-PV-STEP. Certains de ces systèmes sont utilisés pour le dessalement d'eau de mer (Kalogirou, 2005 ; Garcia, 2003).

La Figure 1.7 illustre ce type de système.

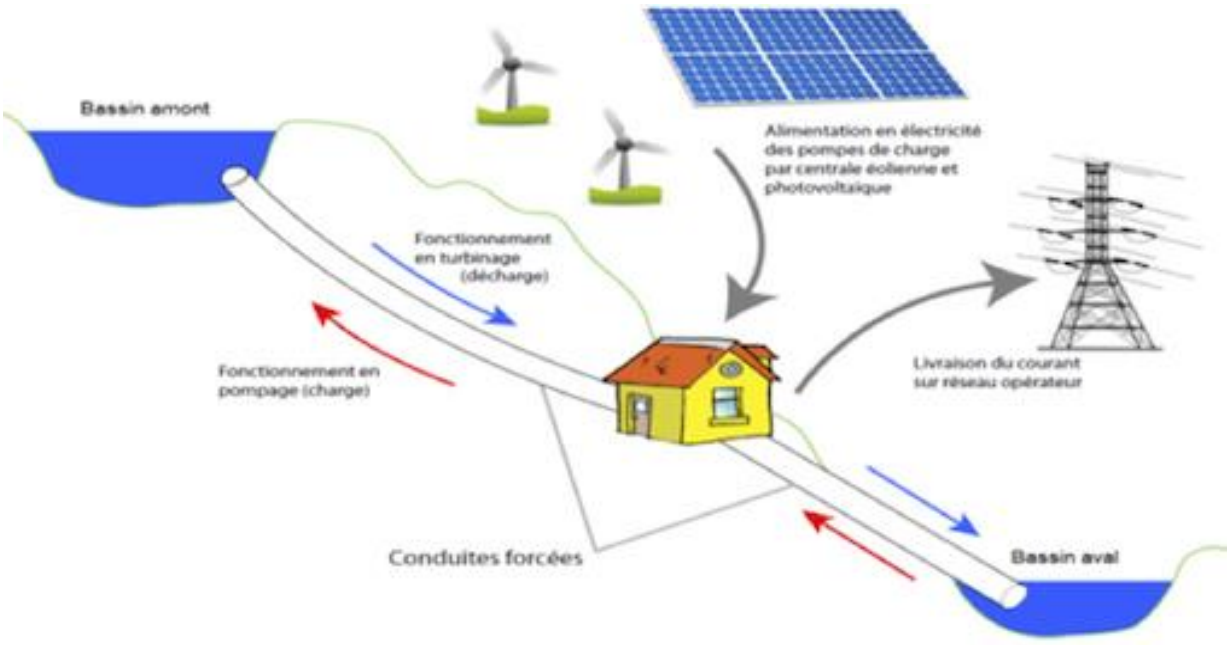


Figure 1.7. Micro STEP avec couplage éolien et PV (ADEME, 2015)

Combiner les énergies hydrauliques, solaires et éoliennes est l'objectif de Tri'Nerzh, une société bretonne développée pour stocker sous forme d'eau, l'électricité intermittente produite par une centrale solaire et une ferme éolienne dans le Finistère (Guillaume, 2015).

Ardizzon *et al* (2014) ont présenté de nouvelles stratégies pour optimiser la capacité de stockage et pour maximiser la rentabilité du système sur le marché déréglementé de l'énergie. Les progrès et les défis futurs dans la conception des parcs éoliens, la planification des installations et la gestion sont proposés. Les systèmes éoliens-PV-STEP sont présentés et discutés, ainsi que les limites et les particularités des nouvelles stratégies de conception.

Une étude d'optimisation de systèmes Eolien-PV-STEP en mode autonome pour un micro réseau isolé de quelques centaines de kW a été réalisée sur la base d'une évaluation technico-économique (Ma *et al*, 2014c). L'analyse du bilan énergétique indique que le rendement global de la STEP est de 52,5%. L'analyse de sensibilité montre que la contribution clé au niveau du coût du système est la demande de la charge. En conclusion, ce type de système pourrait fournir une puissance de sortie stable et continue pour les régions éloignées.

Spyrou et Anagnostopoulos (2010) ont examiné en détail la stratégie de conception et de fonctionnement optimal d'un système hybride de dessalement capable de satisfaire la demande d'eau fraîche d'une île ou d'autres régions côtières isolées. Le système se compose d'une unité de dessalement par osmose inverse alimentée par un système Eolien-PV-STEP. Un algorithme spécifique a été développé pour simuler le fonctionnement de la centrale entière et pour en évaluer l'investissement.

Des algorithmes génétiques ont été également appliqués pour l'optimisation de ces systèmes pour l'alimentation d'une île isolée (Papaefthymiou *et al*, 2014, 2015).

1.7. Les STEP marines

Il n'y a actuellement qu'une seule STEP marine dans le monde, située sur la côte nord de l'île d'Okinawa, au Japon. Cette STEP a commencé à fonctionner en 1999 et a le potentiel de générer jusqu'à 30 MW de puissance ; elle permet un stockage de 180 MWh (Fujihara *et al*, 1998).

A Glinsk en Irlande, il y a un projet de STEP marine de 480 MW capable d'accepter environ un tiers de l'électricité excessive générée par le parc éolien de 5000 MW, il est prévu que cette STEP soit mise en service d'ici 2020 selon le plan énergétique de l'Irlande (O'Driscoll, 2015).

Une étude fondamentale de STEP marine a été réalisée par Katsaprakakis et Christakis (2014). Malgré les conditions défavorables, le dimensionnement et l'évaluation financière du système a donné des résultats satisfaisants. La production d'électricité par le parc éolien et le STEP dépasse 50% de la consommation annuelle d'électricité de l'île. Le système proposé semble avoir des impacts financiers favorables sur le marché. L'installation d'une double conduite forcée augmente le taux de pénétration annuel des EnR de plus de 10% (par rapport à l'utilisation d'une seule conduite forcée), et améliore sensiblement les indices financiers de l'investissement.

Dans une autre étude réalisée par Pina (2008), un modèle d'optimisation économique a été appliqué à une STEP marine pour augmenter la pénétration des EnR et a analysé divers scénarios.

Le stockage hydraulique avec l'eau de la mer est vu comme une bonne option pour les systèmes PV ou les centrales thermiques solaires, situés dans des endroits appropriés à proximité de la ligne de côte. Différents modes de fonctionnement de la pompe (vitesse fixe ou variable) ont été considérés, le dimensionnement préliminaire du réservoir et du champ PV a été effectuée sur la base d'une année de fonctionnement. Les résultats montrent que le PV couplé avec une STEP, même s'il n'est pas rentable dans la situation actuelle du marché italien de l'électricité, est efficace pour réduire la charge sur le réseau de transport, et serait peut-être intéressant à l'avenir, pour des applications hors réseau (Manfrida et Secchi, 2014).

L'utilisation d'une STEP marine a été analysée par McLean et Kearney (2014) le coût d'investissement d'une telle STEP pourrait être récupéré après un certain nombre d'années pour une capacité de stockage de 320 MWh.

1.8. Techniques d'optimisation de systèmes EnR-STEP

Les STEP sont la technologie la plus adaptée d'un point de vue économique pour de petits réseaux insulaires autonomes. Le rendement énergétique de ces systèmes varie en pratique entre 70% et 80% et certains d'entre eux atteignent même 87%. Il a été démontré de manière réaliste qu'introduire une STEP dans les systèmes insulaires est une excellente solution (Bayón *et al*, 2013 ; Ding *et al*, 2012).

La plupart des études présentent un couplage entre un parc éolien et une STEP et ont donné des résultats prometteurs en termes de réduction des coûts d'exploitation et d'augmentation de la sécurité du système.

De nombreuses études (Zafirakis *et al*, 2013 ; Santhosha *et al*, 2014 ; Muche, 2009 ; Malakar *et al*, 2014 ; Kanakasabapathy et Shanti Swarup, 2010) ont conclu que le stockage hydraulique intégré au réseau peut être la meilleure solution pour une production plus lisse à des coûts réduits et suggèrent d'investir dans ces systèmes pour une intégration à grande échelle de l'énergie éolienne.

Les déséquilibres dans la production d'énergie éolienne pourraient être totalement évités par l'action des stations d'hydro-pompage (Castronuovo et Pecas Lopes, 2012).

Bayon *et al* (2013) voient ces systèmes comme la solution pour minimiser les déséquilibres dus aux erreurs dans la prévision et à l'incertitude de la production d'énergie éolienne. Ils permettent également de minimiser les pertes financières inhérentes à ces déséquilibres.

Les systèmes électriques isolés où le coût de production est très élevé ont intérêt à intégrer des STEP. Le critère d'optimisation dans l'étude de Katsaprakakis *et al* (2008) est la minimisation du coût de production.

Pour examiner l'impact de la STEP, le système a été simulé, dans le cas d'un fort taux de pénétration d'éoliennes, avec et sans STEP, afin de juger de son apport en termes de flexibilité et de capacité à réduire les restrictions en utilisant un modèle stochastique (Tuohy et O'Malley, 2011).

Varkani *et al* (2011) ont examiné les tendances actuelles de fonctionnement des STEP. La stratégie utilisée d'auto-planification est basée sur des techniques de programmation stochastiques**.** Ils ont mis en évidence le rôle important du stockage par STEP au niveau du taux de pénétration de l'énergie éolienne à la fois dans des contextes de marché déréglementé et centralisé.

La procédure numérique utilisée par Anagnostopoulos et Papantonis (2008) combinent un algorithme d'évaluation qui simule en détail le fonctionnement de la STEP sur une période de 12 mois, et un logiciel d'optimisation automatisée basée sur les algorithmes évolutionnaires. L'analyse économique utilise des méthodes d'évaluation dynamiques et la possibilité d'atteindre divers objectifs est examinée en utilisant des méthodes d'optimisations simples ou multi-objectifs. En outre, l'outil numérique développé est utilisé pour effectuer plusieurs études paramétriques et divers tests de sensibilité afin d'analyser en profondeur l'influence des paramètres les plus importants sur le fonctionnement de système et sur l'impact économique. Les résultats ont montré qu'une conception bien optimisée peut être cruciale pour la viabilité technique et économique du système.

Les objectifs principaux des aspects économiques de l'étude bibliographique décrite dans cette section sont le fonctionnement optimal de la STEP, les coûts de fonctionnement, la maximisation de l'efficacité ou du rendement énergétique, la maximisation du profit et les problèmes de déséquilibre des coûts.

Plusieurs études se concentrent sur l'aspect économique du fonctionnement du stockage hydraulique couplé à l'énergie éolienne (Varkani *et al*, 2011 ; Santhosha *et al*, 2014 ; Krajacic *et al*, 2013 ; Siahkali et Vakilian, 2009 ; Jiang *et al*, 2012 ; Kanakasabapathy, 2013 ; Benitez *et al*, 2008 ; Muche, 2009 ; Ding *et al*, 2012).

Crampes et Moreaux (2010) ont analysé, tout d'abord, l'utilisation efficace de la technologie de stockage. Ils ont déterminé la frontière entre le stockage et les solutions sans stockage et sa sensibilité aux variations de coûts. Ma *et al* (2014b) ont examiné**,** pour une île isolée alimentée par des EnR, le coût de cycle de vie (LCC) des régimes de stockage par batteries et l'ont comparé avec les systèmes de stockage par STEP. L'analyse de sensibilité a montré que les STEP seraient encore compétitives si le nombre de jours d'autonomie de stockage augmentait. Le stockage par STEP combiné avec un système de batteries serait la solution optimale. Une STEP appropriée peut fonctionner avec une pompe-turbine réversible, mais il n'est pas facile de trouver un produit mature et ayant fait ses preuves sur le marché (Fonseca et Schlueter, 2013).

Nazari *et al* (2010) ont étudié un stockage par pompage couplé à une unité thermique avec des considérations d'optimisation liées à des contraintes environnementales. Le système de stockage hydraulique peut réduire les coûts totaux (carburant, démarrage et les coûts d'émission).

Un modèle déterministe de programmation dynamique (Foley *et al*, 2015) est utilisé pour optimiser les mix de production, les coûts du système et les émissions de dioxyde de carbone.

La principale conclusion de cette étude est d'inciter à renforcer la capacité de stockage par STEP pour augmenter la part de l'énergie éolienne.

Une technique « mixed-integer non linear programming » a été développée pour permettre le fonctionnement optimal d'une STEP (Catalãoa *et al*, 2012). Une analyse en détail a été réalisée sur le fonctionnement des installations. L'objectif est de réduire la quantité d'énergie éolienne qui ne peut pas être transformée en énergie hydraulique en raison des limites de fonctionnement des pompes. Lorsque la puissance produite par la ferme éolienne est supérieure à la puissance maximale d'un certain nombre de pompes, la pompe supplémentaire ne démarrera que si la puissance supplémentaire est supérieure à sa limite de fonctionnement inférieure. Le fonctionnement de l'installation pendant une période d'un an est simulée par un algorithme d'évaluation globale, qui effectue également une analyse économique détaillée de la centrale en utilisant des méthodes d'évaluation dynamiques. L'utilisation d'une pompe à vitesse variable constitue la solution la plus efficace et rentable (Anagnostopoulos et Papantonis, 2008). Malakar *et al* (2014) ont proposé un algorithme d'optimisation (résolu en utilisant un «Bee Colony algorithme») afin de maximiser le bénéfice opérationnel. Les simulations ont également été réalisées pour étudier l'impact des volumes initiaux du réservoir de stockage sur la performance du système hybride. Un niveau optimal du réservoir de stockage peut maximiser le profit économique.

Les algorithmes génétiques sont appliqués pour l'optimisation d'une situation réelle d'une île isolée du système d'alimentation électrique (Papaefthymiou *et al*, 2014, 2015). Katsaprakakis *et al* (2012) ont étudié la faisabilité de maximiser l'utilisation de l'énergie éolienne en combinaison avec une centrales thermique existante et de parcs éoliens en ajoutant un système de stockage hydroélectrique dans les îles isolées de Karpathos et Kassos situées dans le Sud-est de la mer Egée.

Dans la littérature, deux types de méthodes d'optimisation sont utilisée (Dhillon *et al*, 2014) :

- techniques d'optimisation classiques pour les systèmes EnR-STEP ;
- techniques d'optimisation par intelligence artificielle.

Dans les techniques classiques d'optimisation examinées, différentes études (Castronuovo *et al*, 2014 ; Brown *et al*, 2008 ; Ummels *et al*, 2008) ont essayé de minimiser les coûts d'exploitation et de maximiser le profit des systèmes Eolien- STEP. Ding *et al* (2012) ont proposé une nouvelle stratégie de fonctionnement du parc éolien et de la STEP basée sur des prévisions de production éolienne. Un programme «Mixed Integer Programming (MIP)» (Programmation Mixte en Nombres Entiers) a été développé pour maximiser le profit attendu de l'opération conjointe des éoliennes et de la STEP.

Méthode d'optimisation par méthodes d'intelligence artificielle des systèmes Eolien-STEP : Différentes techniques d'optimisation ont été utilisées dans la littérature : « Particle Swarm Optimization (PSO) » (Optimisation par essaims particulaires), Algorithme Evolutionniste, (EA), Algorithmes Génétiques (GA), Logique Floue, Mixed Integer Non-Linear programming (MINLP) (Programmation Mixte non linéaire en nombres entiers). Ces techniques sont utilisées par différents auteurs avec pour objectifs d'optimiser le couplage éolien et STEP. Une synthèse des méthodes d'optimisation est décrite dans les Tableaux 1.2 et 1.3.

Tableau 1.2. Synthèse des méthodes d'optimisation classiques utilisées dans la littérature.

Types d'optimisation	Techniques	Objectifs	Validité	Marché Electricite	Stockage	Tech Prévision	Ref
Problème non lineaire d'optimisation	Méthode du point intérieur	Maximisation du profit	Meilleure stratégie pour Eolien-STEP	Iles autonomes	STEP	Monte Carlo	(Duque *et al*, 2011)
Programmation linéaire	Programmation linéaireCLP solveur	Minimisation des coûts de fonctionnement	Considérant la sécurité dynamique	Iles autonomes	STEP	Logique floue	(Brown *et al*, 2008)
Programmation stochastiqueen 2 étapes	Programmation intégrée linéaire mixte	Maximisation du profit	Meilleur investissement	Marché journalier	STEP	Modèle Markov	(Ummels *et al*, 2008)
Optimisation multicritère	Algorithme heuristique	Minimisation des coûts de fonctionnement	Maximum énergie éolienne	Iles autonomes	STEP, CAES	Interpolation des vitesses du vent	(Garcia-Gonzalez *et al*, 2008)
Programmation stochastique à 2 étapes	Algorithme de Monte Carlo	Minimisation coûts de fonctionnement	Réduction incertitudes liées au vent	Marché journalier	STEP	Distribution Probabilite	(Jian *et al*, 2012)
Programmation linéaire mixte	Programmation linéaire mixte	Minimisation coûts de fonctionnement	Réduction du problème de vent	Iles autonomes	STEP	Extrapolation	(Faia *et al*, 2012)
Programmation linéaire mixte	Programmation linéaire mixte	Minimisation coûts de fonctionnement	Minimiser l'effet de serre	Iles autonomes	STEP		(Diaz-Gonzalez *et al*, 2012)

Tableau 1.3. Synthèse des méthodes d'optimisation par intelligence artificielle utilisées dans la littérature.

Type d'optimisation	Techniques	Objectifs	Validité	Marché Electricite	Stockage	Technique Prévision	Ref
Optimisation non linéaire	MIPSO	Minimisation coûts de fonctionnement	Meilleure stratégie pour couplage Eolien-STEP	Iles autonomes	STEP	Distribution de Weibull	(Duque *et al*, 2011)
Optimisation multi objectifs	Algorithme "évolutionnaire"	Maximisation du profit	Maintien sécurité dynamique	Iles autonomes	STEP	Technique de réduction	(Brown *et al*, 2008)
Modèle stochastique	PSO	Minimisation coûts de fonctionnement	réduction erreurs stochastiques	Marché journalier	STEP		(Anagnostopoulos et Papantonis, 2008)
Programmation Mixte Non Linéaire à nombres entiers	SO	Maximisation du profit	Profit et contraintes	Iles autonomes	STEP		(Pappala *et al*, 2008)
Programmation Mixte Non Linéaire à nombres entiers	GP ACPSO	Minimisation coûts de fonctionnement	Méthode de calcul plus rapide	Iles autonomes	STEP		(Siahkali, 2011)
Optimisation multi objectif	Algorithme Génétique	Minimisation coûts de fonctionnement	Système PV-Eolien-STEP	Iles autonomes	STEP		(Siahkali et Vakilian, 2009)
Optimisation linéaire	Approche « Fuzzy Clustering »	Maximisation du profit	Application à la vitesse du vent	Iles autonomes	STEP		(Xiaoyu *et al*, 2012)
Programmation Mixte Non Linéaire à nombres entiers	MINLP	Maximisation du profit	profit et contraintes	Iles autonomes	STEP		(Li-Jie *et al*, 2012)
Programmation Mixte Non Linéaire à nombres entiers	Algorithme Génétique	Maximisation du profit	Stabilité de système	Iles autonomes	STEP		(Yan *et al*, 2011)

1.9. Conclusion

Afin de parvenir à une gestion optimale du couplage entre des systèmes de production d'énergie utilisant des sources renouvelables intermittentes (solaire et éolien) et des stations de transfert d'énergie par pompage-turbinage, il est nécessaire de tenir compte des informations sur l'incertitude des prévisions de l'énergie éolienne et photovoltaïque et d'utiliser des outils performants d'optimisation. La prédiction des vitesses de vent était jusqu'à récemment considérée uniquement pour la prédiction météorologique. Maintenant avec l'augmentation des taux de pénétration de la production éolienne et photovoltaïque dans les systèmes électriques, cette prédiction a vu son intérêt croître et s'étendre à des applications énergétiques.

Les risques de déséquilibre entre production et consommation dans un réseau électrique sont d'autant plus élevés que le taux d'intégration de systèmes éoliens et photovoltaïques est élevé ; leur introduction dans le réseau nécessite de disposer de réserves de puissance supplémentaires pour le bon fonctionnement du système électrique. Pour cette raison, des nouveaux outils sont nécessaires pour fournir des informations fiables sur la production à divers horizons temporels des parcs éoliens et photovoltaïques, et de compenser les déséquilibres. **Pour pallier ces problèmes de déséquilibre, l'introduction de moyens de stockage d'énergie électrique fiables et performants est nécessaire afin de récupérer la part de la production en provenance des sources renouvelables intermittentes qui n'a pas pu être injectée dans le réseau électrique du fait des contraintes de sécurité imposées par le gestionnaire du réseau.**

L'utilisation conjointe des énergies renouvelables intermittentes et des STEP s'accompagne des contraintes suivantes :

- la disponibilité du réseau électrique ;
- la mise en place de nouveaux incitateurs économiques pour leur développement;
- la nécessité de disposer d'un site approprié pour la construction d'une STEP ou de disposer d'une centrale hydraulique susceptible d'être transformée en STEP totalement ou partiellement;
- la mise en œuvre d'un dimensionnement optimal du système de production-STEP ;
- les problèmes opérationnels (stabilité du réseau électrique, contrôle de fréquence, etc.).
- les problèmes environnementaux ;
- le problème de cout d'installation d'un tel système.

Sur la base de l'étude bibliographique réalisée, il ressort que de nombreuses recommandations et suggestions ont été proposées pour améliorer le développement des STEP couplées à des systèmes à EnR intermittentes. Un développement fort de la recherche est nécessaire pour résoudre les problèmes liés à l'intégration des EnR intermittentes dans les réseaux électriques notamment lorsque le pourcentage de participation de ces énergies non maîtrisables est élevé.

De nouveaux systèmes de STEP doivent être explorés avec l'utilisation de cavernes souterraines ou de réservoirs en mer pour l'application hydro-pompage en zones non montagneuses. La technologie des STEP s'accompagne de l'utilisation de pompes-turbines modernes efficaces et réversibles, de turbines à vitesse variable et nécessite d'améliorer les méthodes de construction des tunnels souterrains et des réservoirs de stockage. La complexité de ces systèmes impose de nombreuses contraintes qui doivent être considérées simultanément telles que les variations de fréquence, la stabilité de la tension, le déséquilibre de puissance, les capacités de stockage à mettre en œuvre, le rendement du système, les coûts

de fonctionnement et la fiabilité de fonctionnement de la STEP. D'autres facteurs liés aux marchés internationaux de l'électricité doivent être mis en place pour développer une nouvelle structure du marché de l'énergie tenant compte de l'introduction des systèmes renouvelables-STEP

La bibliographie est riche sur le couplage des énergies renouvelables intermittentes, éoliennes et/ou photovoltaïques avec les systèmes de pompage turbinage. Ce couplage est de plus en plus envisagé et suscite un intérêt grandissant dans le secteur de l'énergie en raison de sa grande flexibilité à changer sa puissance de sortie rapidement et à suivre et compenser les variations à court terme de la production EnR.

La littérature a examiné le couplage de l'énergie éolienne et photovoltaïque avec les STEP, en tenant compte du concept de base, des avantages, de la croissance et de l'état actuel du marché, des contraintes de fonctionnement, des défis à relever et des possibilités de développement dans un marché déréglementé de l'électricité.

Les différentes techniques utilisées pour optimiser le fonctionnement des systèmes hybrides ont révélé que cette optimisation est souvent confrontée à un conflit fondamental entre la précision, la fiabilité et le temps de calcul tout en trouvant une solution optimale globale à une problématique multi objectifs complexe pour laquelle la prise de décision et l'évaluation des risques sont compliquées.

Le stockage d'énergie par pompage et turbinage hydraulique est amené à continuer son développement au niveau international, en lien avec la poursuite du développement des énergies solaires et éoliennes. Il représente en effet la moins chère des solutions de stockage d'énergie électriques et bénéficie d'un très bon rendement énergétique. Pour apporter aux réseaux la flexibilité dont ont besoin les systèmes électriques, le stockage d'énergie est en concurrence avec les moyens de production de pointe produisant des gaz à effet de serre et des gaz dont l'impact négatif sur la santé n'est plus à démontrer. La poursuite du développement du stockage d'énergie passe par la valorisation économique des nombreux services qu'ils rendent aux systèmes électriques :

- report des heures creuses vers les heures pleines et complément des énergies intermittentes, qui sont les motivations premières pour développer le stockage ;
- réglage de la fréquence et de la tension sur le réseau ;
- disponibilité d'une énergie en secours à des problèmes réseau, etc.

Il ressort principalement de l'étude bibliographique qui vient d'être réalisée que :

- l'utilisation de systèmes PV-STEP, Eolien-STEP, ou PV-Eolien-STEP permet de maximiser l'utilisation des EnR et de réduire l'excès d'énergie produit ne pouvant pas être envoyé sur le réseau électrique en vertu des contraintes de sécurité pour l'équilibre production/consommation ; ainsi les sources d'énergie renouvelables intermittentes peuvent être utilisées de manière optimale.
- un grand nombre d'études ont montré que l'énergie éolienne et les STEP intégrés sur les réseaux électriques sont les technologies les plus économiquement et techniquement compétitives pour différentes zones géographiques, en particulier dans les zones isolées et les zones avec une autonomie électrique. Parmi toutes les technologies de stockage existantes, la STEP est la plus appropriée pour les petits réseaux insulaires.

- les systèmes de STEP utilisant l'eau de mer ne sont pas opérationnelles, il existe actuellement une seule centrale de ce type opérationnelle au Japon) ; seuls quelques projets sont actuellement au stade de l'étude à travers le Monde ;
- les STEP couplées à des centrales photovoltaïques sont peu nombreuses et très souvent de petite échelle. Dans la littérature, on trouve quelques études de modélisation du couplage PV avec les systèmes de pompage hydraulique.
- plusieurs études traitent de la pénétration accrue de l'énergie éolienne dans les réseaux électriques au niveau mondial et des contraintes que cela impose au gestionnaire du réseau ; ces études montrent l'intérêt primordial d'utiliser des STEP pour résoudre même partiellement le problème de sécurité induit par l'utilisation de productions intermittentes et aléatoires ;
- les techniques d'optimisation telles que celles utilisées dans la littérature, peuvent être utilisées avec efficacité pour trouver une solution optimale globale aux problèmes de calcul complexes pour l'exploitation optimale des STEP.
- de très nombreuses publications traitent de l'application de ces systèmes EnR-STEP aux cas particuliers des réseaux insulaires

Les quelques points à prendre en compte dans la suite de ce travail et qui permettront d'une part, de montrer l'intérêt de nos travaux et d'autre part, de les distinguer de ceux préalablement réalisés et d'apporter une plus-value scientifique sont:

<u>Pour ce qui est de l'intérêt de l'étude :</u>

- il a été montré dans cette étude bibliographique, même non exhaustive, que l'intégration de STEP dans les système de production et distribution d'électricité permettait de lisser les productions intermittentes des EnR et d'atteindre des taux d'intégration des fermes éoliennes et PV plus élevés et ce, en particulier dans les réseaux insulaires très souvent non interconnectés (beaucoup de cas traités en Grèce) ; nous utiliserons dans ce travail des données de consommation du système énergétique insulaire Corse ;
- il sera également envisagé que l'utilisation de la STEP permettent l'écrêtage des pointes de consommation en remplacement des turbines à combustion dont le coût de production du kWh est très élevé ;

<u>Pour ce qui est des originalités de nos travaux par rapport à ceux préalablement réalisés et retranscrits dans la littérature :</u>

- les études relatives au couplage d'une STEP avec à la fois des systèmes éoliens et PV ne sont pas nombreuses et de plus, lorsqu'elles existent, le rôle de chaque source renouvelable n'est pas réellement étudié ; *nous étudierons l'intégration d'une STEP dans un contexte insulaire avec couplage à la fois avec des systèmes PV et éolien ; qui plus est, quelques autres moyens de production seront pris en compte tels que les câbles permettant l'apport d'électricité du continent italien et de Sardaigne et les centrales thermiques au fuel. Dans nos travaux, nous tenterons de nous approcher le plus possible des conditions réelles de production en Corse.*
- dans la littérature, la stratégie de fonctionnement de la STEP est souvent unique ; *plusieurs stratégies de fonctionnement du système PV-Eolien-STEP seront envisagées et décrites dans les paragraphes ultérieurs ;*

- dans la littérature, les calculs d'optimisation sont très souvent basés sur des valeurs moyennes de consommation et de production : *dans notre étude, les simulations de fonctionnement des moyens de production et de stockages seront établies et réalisées sur la base de données horaires de consommation, d'irradiation solaire et de vent (et de température ambiante intervenant sur le rendement de conversion PV) ;*
- dans la littérature les rendements sont toujours considérés comme constants or en réalité ils ne le sont jamais, la forte variabilité des productions éoliennes et PV implique que les puissances produites et envoyées au réseau ou aux pompes de relevage ne sont pas constantes ; les rendements des pompes, des turbines, des onduleurs raccordés aux champs PV dépendent des puissances entrantes ou sortante de manière importante ; *dans notre étude, les rendements des pompes réversibles, modules PV et éolienne dépendront des charges, les hypothèses utilisées seront donc beaucoup plus réalistes ;*
- dans la littérature, le système de pompage-turbinage se compose le plus souvent d'une seule machine qui présentera un mauvais rendement lorsqu'elle travaillera en faible charge ; *dans notre étude, nous envisagerons l'utilisation de 4 groupes machines en parallèle dont le démarrage, l'arrêt et le régime de fonctionnement dépendront des conditions de production et de consommation chaque heure ; cela permettra d'augmenter les performances de la STEP.*

Nous essayerons, tant que faire se peut, de nous rapprocher le plus possible des conditions réelles de fonctionnement du système de production électrique étudié afin de présenter des résultats proches de ceux auxquels nous pourrions nous attendre dans les conditions réelles de fonctionnement.

Chapitre 2

Modélisation du système hybride éolien/photovoltaïque/STEP

Optimisation du fonctionnement du groupe Pompe-Turbine

2.1. Introduction

Développer les énergies renouvelables est devenue l'une des tâches les plus importantes dans le domaine de la science et de l'ingénierie moderne. L'énergie produite par des sources renouvelables, comme l'énergie solaire, éolienne, hydraulique et biomasse, est de plus en plus exploitée pour répondre aux besoins énergétiques grandissant de la planète, pallier l'épuisement des réserves en combustibles fossiles et diminuer les impacts environnementaux liés à l'utilisation des énergies « carbone ». Les EnR sont donc considérées comme des solutions possibles pour faire face au dilemme énergétique grave et aux problèmes environnementaux que subissent à la fois les pays « développés » et en « voie de développement ».

Parmi les sources renouvelables d'énergie, l'énergie solaire est considérée comme le candidat le plus prometteur et devrait être le fondement d'une économie de l'énergie durable, les systèmes solaires photovoltaïques devraient avoir un avenir plus prometteur que pour les autres systèmes de production d'électricité par EnR parce qu'ils produisent en silence avec peu de besoins en maintenance, sans pollution directe et sans épuisement des ressources ; ainsi l'énergie solaire PV se développe plus rapidement que toute autre forme de technologies renouvelables et est bien adaptée à une production d'électricité à grande échelle.

L'énergie éolienne, technologie plus mature, a été l'objet d'un développement important ; à ce jour, les puissances nominales des machines disponibles sur le marché ont souvent atteint 3 à 5 MW. Si le soleil est « partout » présent, le vent, quant à lui, peut varier de manière importante sur des distances courtes, rendant plus difficile la recherche des sites d'implantation et demandant donc des études préalables à l'implantation plus longues et plus couteuses. Un bon point pour l'éolien par rapport au solaire est la possibilité de produire également pendant la nuit.

La nature complémentaire des ressources solaires et éoliennes a été examinée dès 1981 par Aspliden (1981) et plus récemment dans des travaux sur les systèmes hybrides éolien/solaire (Katti et Khedkar, 2007; Reichling et Kulacki, 2008 ; Mahmoudi *et al*, 2008 ; Gilau et Small, 2008, Stoyanov *et al*, 2015).

Le caractère aléatoire et imprévisible des sources d'énergie éolienne et solaire rend leur utilisation complexe et impose que nous nous intéressions au potentiel énergétique que chacune de ces sources peut nous apporter. Comme l'a précisé Ozdamar *et al* (2005), le plus grand problème d'utiliser séparément les deux sources renouvelables vient du fait qu'un système solaire seul ne peut pas fournir une énergie de manière continue à cause de sa faible disponibilité en hiver et de son absence nocturne, de même un système éolien seul ne peut satisfaire une charge constante du fait de sa forte variabilité. Ainsi, pour atteindre une plus grande disponibilité nécessaire à certaines applications il faut sur-dimensionner les générateurs induisant ainsi des coûts de production parfois prohibitifs.
L'utilisation d'un système hybride, tant en alimentation autonome qu'en connecté réseau, permet de remédier en partie à ce problème mais complique la gestion de l'énergie et le dimensionnement du système est rendu plus complexe que pour un système utilisant une source seule car un plus grand nombre de paramètres et de variables doivent être prises en compte. Enfin, ce type d'optimisation doit être réalisé sur une période de temps suffisamment longue pour qu'elle puisse être statistiquement valable et doit inclure des objectifs économiques afin de réaliser un compromis idéal entre performances et coût.

De nombreux logiciels ont été développés pour simuler le comportement des systèmes PV ou éoliens, pour optimiser leur production ou dimensionner les différents organes qui les

constituent. Beaucoup de ces logiciels sont spécialisés dans l'une ou l'autre de ces deux énergies :

Pour le photovoltaïque : les technologies de modules photovoltaïques ont beaucoup évolué et les outils pour simuler leur fonctionnement aussi ;

- les logiciels de simulation les plus connus sont : TRNSYS, INSEL, HOMER, PV-Design Pro ;
- ceux pour l'évaluation des coûts et des différentes données économiques sont SOLinvest, RETScreen ;
- pour l'analyse et la planification des systèmes, on trouve PV F-Chart, Laplace System, PVSOL, PVcad, PVSYST, PV Professionnal, Kerychip, Tetti FV ;
- certains d'entre eux sont destinés à l'industrie comme APOS Photovoltaic Statlab, PV Cost Simulation Tool ;
- pour le contrôle des systèmes installés, il y a par exemple Meteocontrol, SPYCE et pour l'évaluation des sites : ECOTECT, Shadow Analyzer, Shadows, GOSOL, METEONORM, Horizon, Sombrero) ;
- il existe également des outils disponibles en ligne, tels que Solar design tool, PV Potential Estimation Utility, Logiciel CalSol, Panel Shading.

Pour l'éolien : comme pour le solaire photovoltaïque, il existe maintenant un bon nombre de logiciels :

- pour l'analyse des données de gisement éolien comme Windographer ;
- pour la conception et le e design d'éolienne : Focus 6 et GH Bladed ;
- ou encore pour l'évaluation de sites comme windNavigator ;
- pour l'optimisation des systèmes : HOMER ;
- pour le calcul des coûts et d'autres données économiques : RETScreen ; pour la conception et la planification de projets éoliens dans leur ensemble ;
- WindPro. pour l'analyse de fermes éoliennes comme WindFarm, OpenWind, GH WindFarmer et WindSim.

Dans ce chapitre, après avoir donné quelques informations succinctes sur les systèmes éoliens et photovoltaïques, nous présenterons les modèles utilisés dans ce travail pour décrire le comportement des générateurs photovoltaïques et éoliens

2.2. Quelques informations générales sur les systèmes photovoltaïques

L'énergie solaire est reconnue comme l'une des sources les plus prometteuses d'énergie renouvelable. Le photovoltaïque (PV), est actuellement reconnue comme le moyen le plus important pour convertir l'énergie solaire en électricité, du fait de son impact neutre sur l'environnement et de sa disponibilité partout dans le monde. Il est bien connu que la majeure partie du rayonnement solaire absorbée par un module PV est convertie en électricité mais contribue également à augmenter la température du module, réduisant ainsi le rendement électrique (du fait de l'augmentation du gap des semi-conducteurs). Avec la croissance rapide des applications de l'énergie solaire photovoltaïque, une meilleure compréhension des performances opérationnelles PV est devenue un sujet essentiel de la recherche.

Historiquement, l'Allemagne, les Etats-Unis et le Japon sont les 3 pays pionniers pour le développement de l'énergie photovoltaïque. Jusqu'en 2007, ils restent d'ailleurs les trois premières puissances mondiales en cumulant à eux trois, 72% de la puissance installée. Le marché photovoltaïque européen est devenu le premier marché mondial en 2004, entraîné par l'Allemagne. Bien que la puissance raccordée au réseau cumulée européenne continue d'être

la plus importante, son marché annuel est en décroissance, depuis 2012. En 2015, la Chine et le Japon ont raccordé plus de puissance photovoltaïque que l'Europe toute entière. En 2015, la Chine prend la première place en terme de puissance photovoltaïque raccordée avec près de 43 GW, reléguant l'Allemagne à la deuxième place avec 40 GW (SolarPower Europe, 2016) (Figures 2.1 et 2.2). La puissance photovoltaïque raccordée dans le monde a augmenté de 25% par rapport à 2014, atteignant près de 50 GW.

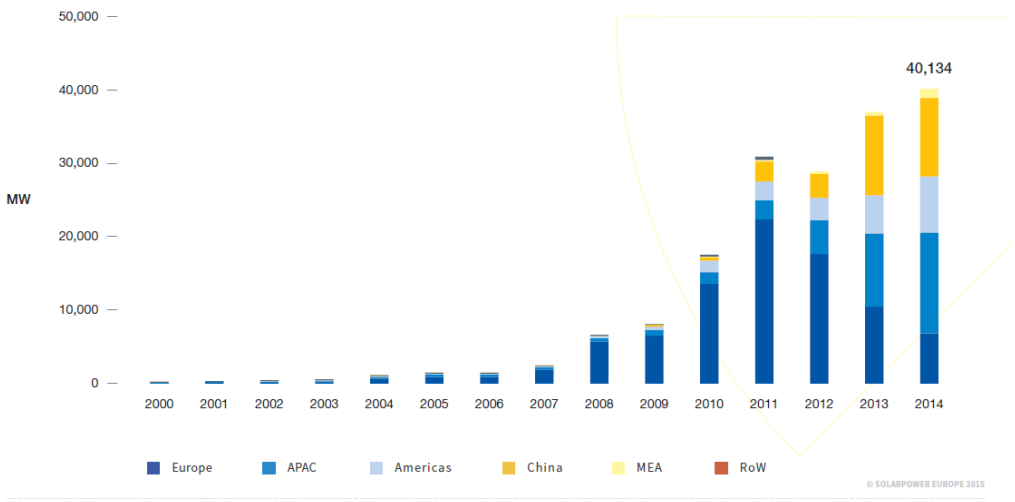


Figure 2.1. Evolution de la capacité installée par an de systèmes PV dans le monde (2000-2014) (SolarPower Europe, 2016)

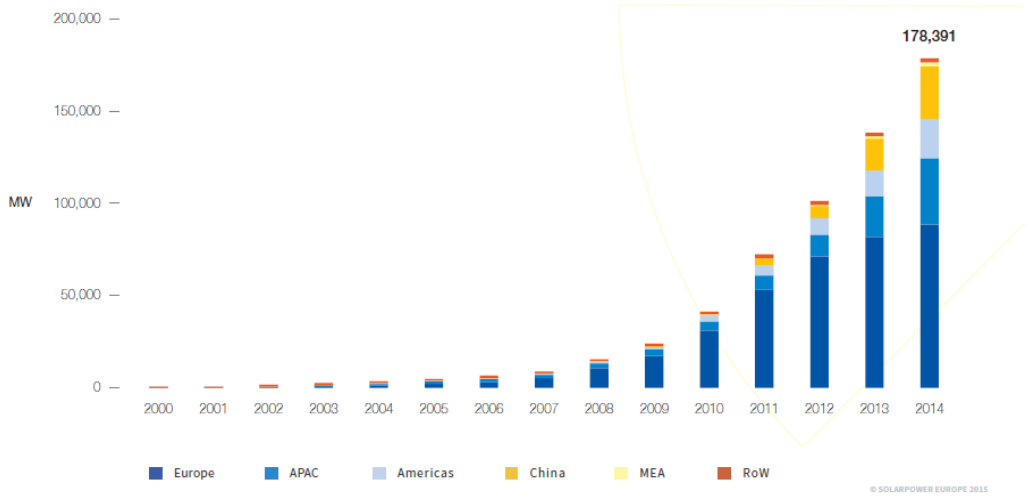


Figure 2.2. Evolution de la capacité cumulée de photovoltaïque dans le Monde de 2000 à 2014 (SolarPower Europe, 2016).

L'Europe représente 42 % de la puissance photovoltaïque au niveau mondial avec presque 100 GW raccordée sur son réseau. Cette part ne cesse de décroître, puisqu'en 2014, l'Europe avait encore 50% de la puissance totale raccordée ; la répartition des puissances PV installées en Europe est présentée sur la Figure 2.3.

En France, après une belle embellie du marché PV, on a noté une baisse des puissances installées après 2012 due à des modifications des tarifs de rachat du kWh photovoltaïque (Figure 2.4). Cette variation incessante des coûts de rachat du kWh PV rend les investisseurs frileux.

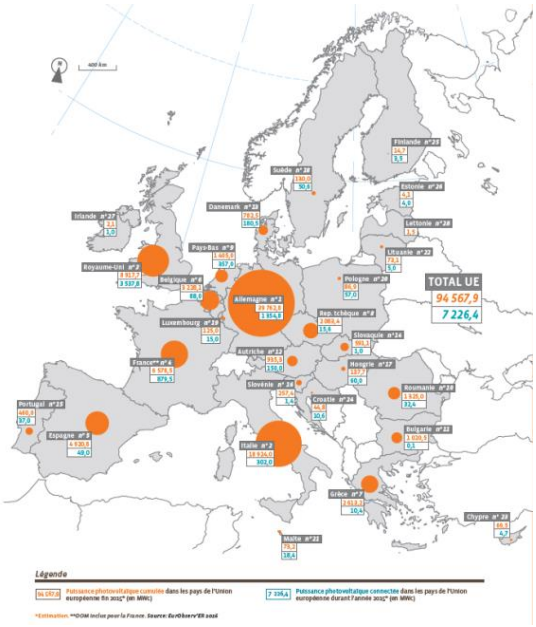


Figure 2.3. Puissance photovoltaïque connectée et cumulée dans l'Union européenne en 2015 (en MWc) (EuroObserver, 2016a)

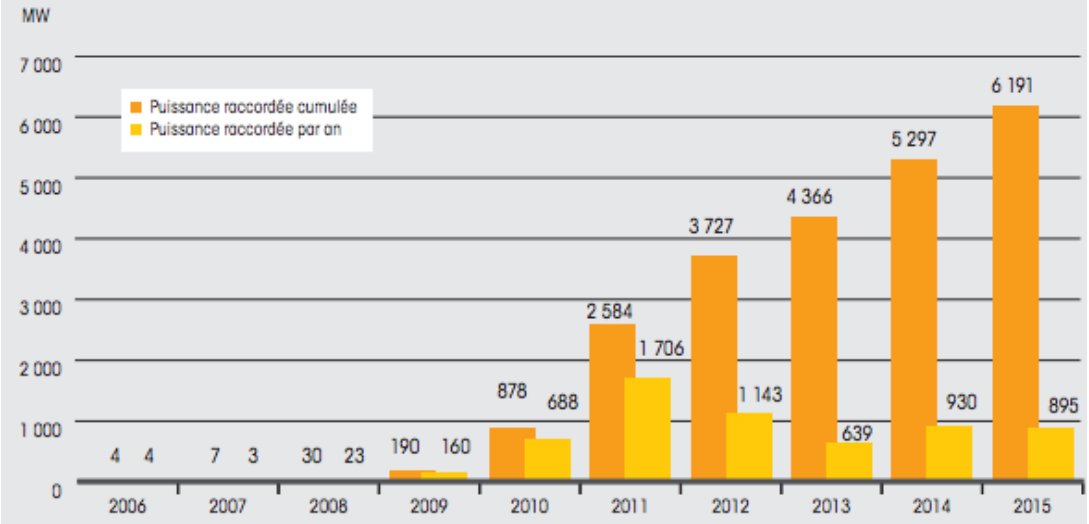


Figure 2.4. Evolution de la puissance solaire raccordée par an et puissance cumulée (RTE, 2015)

L'estimation de la puissance de sortie du module PV dans des conditions météorologiques réelles est d'une grande importance pour les concepteurs de systèmes et la sélection des modules PV les plus adaptés. De même, il est essentiel pour les ingénieurs d'évaluer les performances opérationnelles des systèmes PV. Par conséquent, disposer d'un modèle de production solaire précis et fiable est d'une importance cruciale (Brano, 2012). Au cours des dernières années, un nombre important de travaux a été mené pour développer spécifiquement des modèles de simulation pour les systèmes photovoltaïques. Cependant, la faible précision et la complexité de ces modèles ne sont pas encore suffisants pour une application pratique et nécessite une étude approfondie afin de développer un modèle de simulation du rendement photovoltaïque efficace et précis (Ma, 2014d). Les systèmes de production d'énergie photovoltaïque se composent de plusieurs composants : les modules PV composés de plusieurs cellules, des connexions mécaniques et électriques ainsi que des moyens de régulation et/ou de transformation de puissance électrique. Ces systèmes sont caractérisés par leur puissance crête exprimée en kilowatts crête (kWc) qui est la puissance électrique que

fournirait le système dans des conditions normalisées d'ensoleillement de 1000 W/m², sous une température ambiante de 25°C et une vitesse de vent de 1 m/s.

L'unité de base d'un système photovoltaïque est la cellule photovoltaïque. Des dizaines de cellules photovoltaïques sont reliés entre elle en série afin d'atteindre la tension de circuit ouvert désirée. Chaque groupe en série est ensuite généralement connecté en série ou parallèle puis encapsulé pour produire un module photovoltaïque. Les modules sont reliés le plus souvent en série pour augmenter la tension du système (lors d'une connexion réseau, diminuant ainsi le courant et améliorant les performances des onduleurs connectés). Un générateur photovoltaïque est alors constitué d'un certain nombre de modules. Dans le cas d'un système connecté réseau (sans stockage), le champ PV est alors relié à un onduleur (convertisseur électrique DC/AC) qui transforme le courant continu produit par le générateur photovoltaïque en courant alternatif ; l'optimisation du couplage PV/onduleur est également un aspect important (Notton *et al*, 2010).

Différentes configurations et types de systèmes photovoltaïques existent:

- les systèmes photovoltaïques connectés au réseau : un système PV connecté réseau est relié à un grand réseau indépendant qui, dans la plupart des cas est le réseau public d'électricité ; il produit alors directement la puissance électrique qu'il envoie sur le réseau électrique. La taille de ces systèmes est variable de quelques kWc pour le résidentiel jusque plusieurs dizaines de GWc pour les centrales solaires. Ce sont ces systèmes qui seront introduits dans le système de production d'électricité que nous étudierons dans ce travail. Ces systèmes fonctionnent le plus souvent au fil du soleil c'est-à-dire qu'ils ne disposent pas de stockage et ne produise qu'en présence de soleil ;
- les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau dit systèmes autonomes (Off-grid) qui doivent pouvoir produire 24h/24 et 7 jours/7 et qui nécessitent donc l'utilisation d'un moyen de stockage d'énergie, le plus souvent sous forme de batteries électrochimiques.
- les systèmes PV hydrides : une ou plusieurs autres sources d'énergies sont couplées au système photovoltaïque lui-même ; ces sources peuvent être renouvelables comme l'éolien ou la biomasse, voire la micro hydraulique, soit fossiles comme les groupes électrogènes.

Les systèmes photovoltaïques connectés au réseau (Figure 2.5), représentent la quasi-totalité des systèmes PV installés dans le Monde. Les capteurs PV sont installés sur un ouvrage neuf ou existant ou sur une surface au sol. Ces champs PV sont destinés à être physiquement raccordés au réseau de distribution pour le soutirage (consommation d'électricité du réseau) et/ou pour l'injection de la production photovoltaïque. L'énergie ainsi produite est:

- soit intégralement vendue au réseau ;
- soit partiellement injectée au réseau ;
- soit utilisée intégralement en autoconsommation, ce qui permet de diminuer l'énergie appelée du réseau.

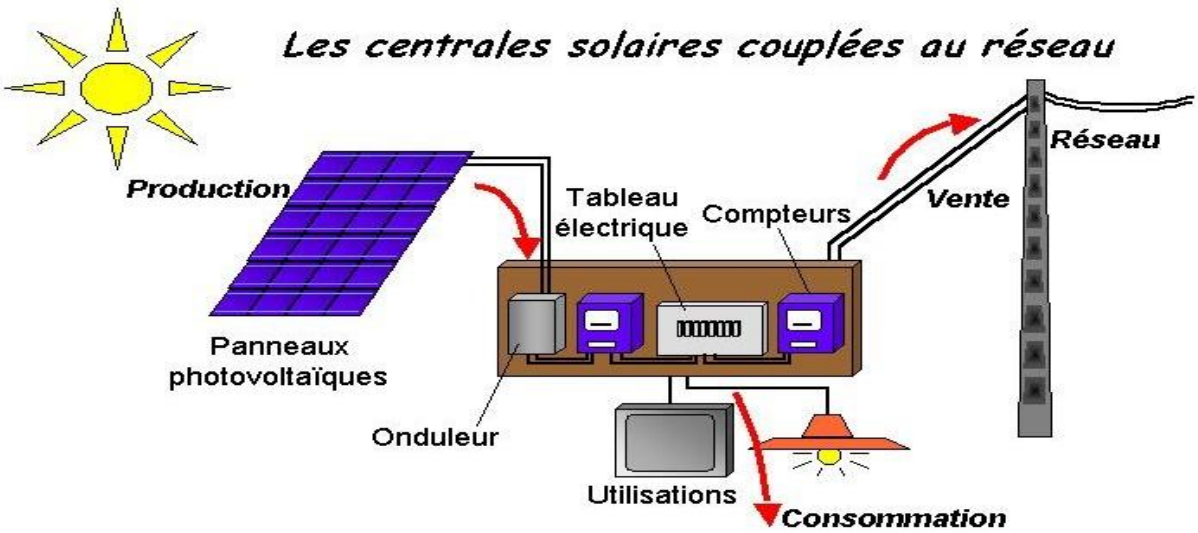


Figure 2.5. Schéma d'une installation photovoltaïque connectée au réseau.

Deux types de systèmes photovoltaïques non connectés au réseau existent : les systèmes dits «Stand-alone», (SAPV system: Stand-Alone PhotoVoltaic system) ou autonome et le système photovoltaïque hybride. Dans la majeure partie des cas, le mode de production d'appui est constitué d'un ou plusieurs groupes électrogènes diesels. Les systèmes photovoltaïques non connectés au réseau sont principalement utilisés dans les zones où le réseau électrique est très peu dense en raison du coût de raccordement prohibitif. La part du marché photovoltaïque Off-grid est actuellement faible.

Du fait de la dé-corrélation entre production photovoltaïque et alimentation des charges du consommateur, un système de stockage est utilisé en tampon, celui-ci étant rechargé en cas de surplus de production et déchargé en cas de surconsommation. Un régulateur de charge protège le stockage d'une surcharge ou d'une décharge trop profonde et préjudiciable à la durée de vie du stockage. Un schéma d'un système photovoltaïque autonome est représenté sur la Figure 2.6.

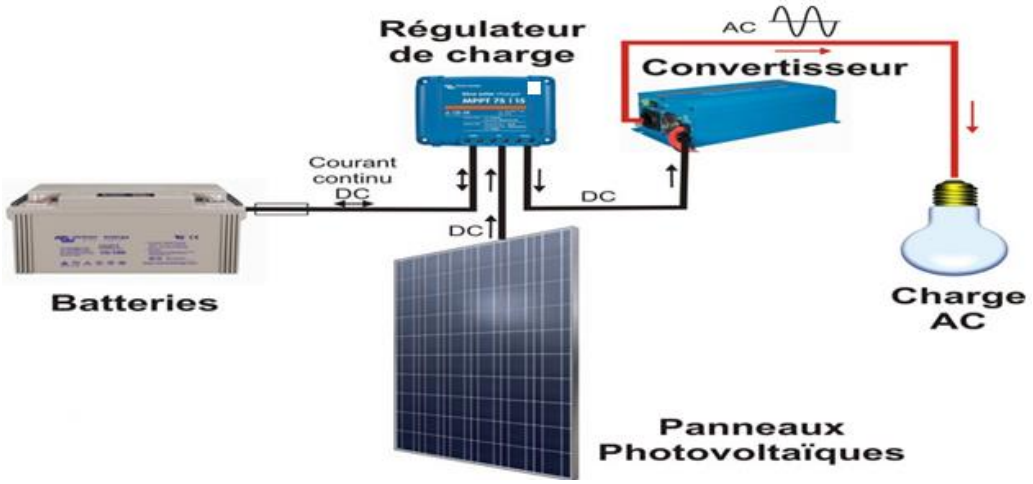


Figure 2.6. Système photovoltaïque autonome

Dans les systèmes photovoltaïques autonomes hybrides, un second producteur d'énergie (le plus souvent un Groupe Électrogène) est utilisé pour pallier les insuffisances de la production photovoltaïque. L'idée étant de faire appel à l'énergie de ce producteur lorsque le système n'est plus en mesure de subvenir aux besoins du consommateur et/ou que l'état de charge de l'accumulateur est trop faible.

L'avantage de ce type de système est que, théoriquement, le consommateur ne se trouve jamais en situation d'être délesté, le groupe électrogène assurant la fourniture d'énergie lorsque la production PV est insuffisante (sauf dans le cas où le réservoir du groupe électrogène est vide). Les coûts d'investissement des panneaux photovoltaïques et du système de stockage peuvent être minimisés ; par contre, les coûts de fonctionnement principalement liés au prix du combustible du groupe électrogène sont plus importants que pour un système autonome non hybride.

Dans notre étude, nous allons utiliser un système hybride Photovoltaïque/Éolien, système dans lesquels la complémentarité de la production d'énergie d'origine photovoltaïque et éolienne est recherchée et permet notamment de réduire le coût global, en particulier les besoins en stockage. La Figure 2.7 représente une architecture possible d'un système photovoltaïque autonome hybride.

En prenant en considération le comportement stochastique de vent et du rayonnement solaire, et l'incohérence possible entre la variabilité de la demande d'électricité et la production d'énergie éolienne et photovoltaïque, les systèmes de stockage d'énergie (autonomes networks) sont une solution nécessaire et efficace. Le système d'énergie renouvelable hybride à long terme (HRES) est utilisé pour décrire tout système énergétique avec plus d'un type de générateur normalement un générateur classique alimenté par le diesel, et une source d'énergie renouvelable telles que PV, éolienne et PV/éolienne.

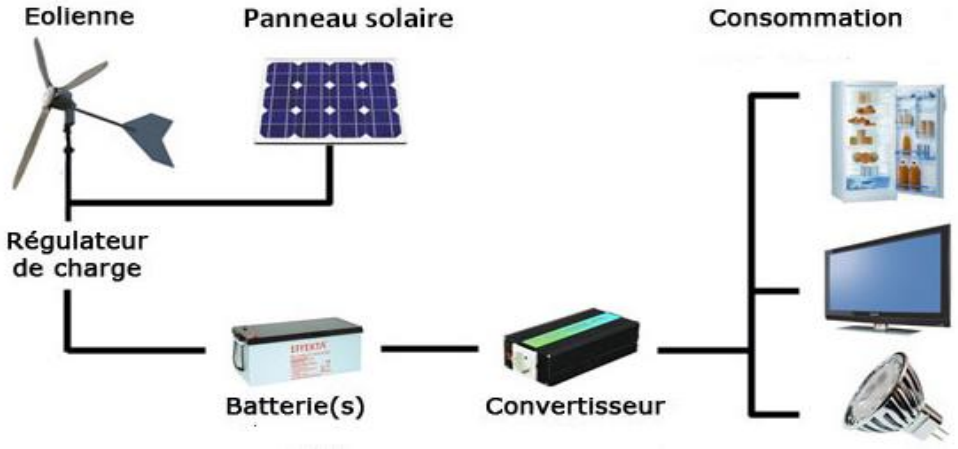


Figure 2.7. Exemple de système photovoltaïque hybride

2.3. Modélisation des systèmes photovoltaïques

Les centrales ou fermes photovoltaïques dont nous simulerons le fonctionnement au cours de notre étude sont connectés au réseau de distribution. Comme nous l'avons vu précédemment, un tel système se compose principalement d'un champ de modules PV couplé à un ou plusieurs onduleurs lui-même ou eux-mêmes connectés au réseau électrique. Nous allons passer en revue successivement la modélisation du champ de photopiles, puis celle de l'onduleur et enfin nous présenterons l'optimisation du couplage entre ces deux sous-systèmes qui a fait l'objet de travaux préalables réalisé par L. Stoyanov (2011) au sein du même laboratoire de recherches dans le cadre de travaux de doctorat.

2.3.1. Modélisation du champ photovoltaïque

Dans la littérature, on trouve deux types de modèles pour décrire le comportement des modules photovoltaïques : les modèles électriques et énergétiques. Le modèle électrique est appelé modèle équivalent à une diode (Figure 2.8) ou deux diodes (plus complexe). Dans cette approche, le courant fourni et la tension aux bornes du module sont calculés à partir de

l'éclairement solaire incidente, de la température ambiante et parfois de la vitesse du vent (Rosell et Ibarñez, 2006, Hamidat et Benyoucef, 2008; Ai *et al*, 2003; Nfah *et al*, 2007). Il peut être appliqué dans des études de processus de courte durée, lorsqu'il est nécessaire de connaître les grandeurs électriques ou de calculer la puissance de sortie du système photovoltaïque. Ces modèles permettent de connaître en fonction des conditions météorologiques la caractéristique courant-tension d'une cellule PV et d'un module PV (connexion en série et parallèle de cellules PV) (Figure 2.9). Ces caractéristiques courant-tension varient en fonction de la température de cellule et de l'éclairement solaire comme il est possible de le voir sur la Figure 2.9.

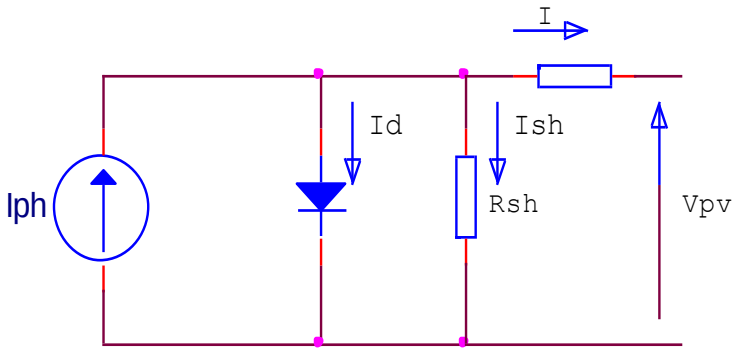


Figure 2.8. Schéma équivalent une diode d'un module photovoltaïque.

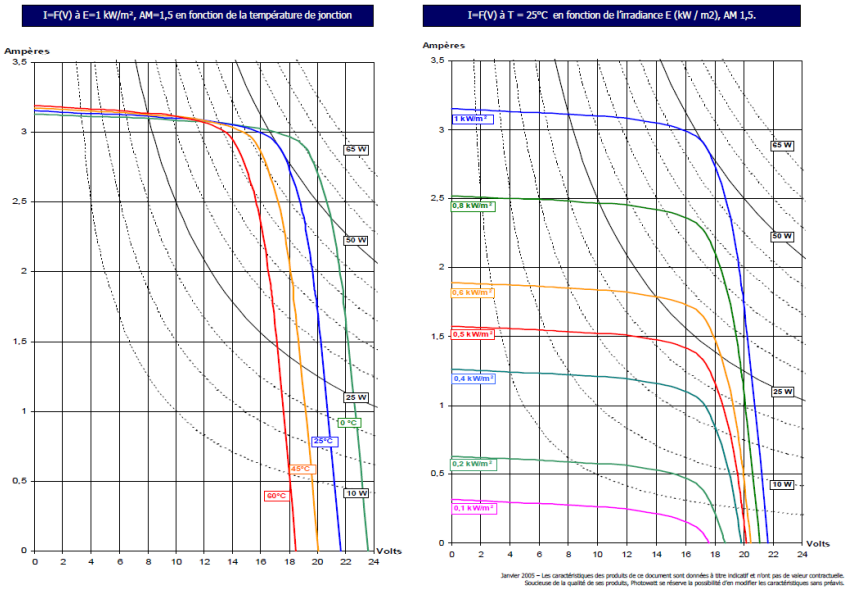


Figure 2.9. Caractéristiques Courant-Tension d'un module photovoltaïque Photowatt PWX500 de 50 Wc – Influence de la température et de l'éclairement solaire.

Le courant de court-circuit (Icc) croît proportionnellement avec l'éclairement, alors que la tension à vide (Vco) varie très peu (environ 0,5 V). La température a une influence considérable sur le comportement de la cellule et donc sur son rendement. Cette influence se traduit principalement par une diminution de la tension générée (et une très légère augmentation du courant). Suivant les modèles, ce comportement induit, par degré, une perte de 0.5 % du rendement par rapport au rendement maximum de la cellule.

Les modèles énergétiques utilisent la notion de rendement de conversion. Ces modèles ne peuvent être utilisés que pour des études énergétiques de l'installation photovoltaïque, parce qu'ils permettent de déterminer la puissance de sortie mais pas la tension et le courant individuellement (Perlman *et al*, 2005; Sukamongkol *et al*, 2002, Tina *et al*, 2005). Certains

auteurs simplifient les calculs en utilisant une valeur fixe du rendement (Shaahid et Elhadidy, 2003).

Quel que soit le modèle choisi, il doit tenir compte de l'influence de l'éclairement solaire et de la température ambiante. Cette influence est observée par différents auteurs (Mohring *et al*, 2004; Armani *et al*, 2007; Smiley *et al*, 2000; Ramsome, 2007; Bucher, 1997).

Notre objectif n'étant pas de connaître les grandeurs électriques de notre système d'une part, et d'autre part, étant donnée la complexité des modèles électriques tant par leur formulation implicite que par la détermination de nombreuses grandeurs caractéristiques, nous utiliserons dans la suite de ce travail un modèle énergétique que nous allons maintenant décrire.

2.3.1.1. Quelques modèles énergétiques de comportement de modules photovoltaïques

Le modèle le plus connu de comportement du rendement d'un module photovoltaïque est :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref}\left[1-\beta'\left(T_{cell}-T_{cell,ref}\right)+\gamma Log\left(\frac{G_\beta}{G_{\beta,ref}}\right)\right] \tag{2.1}$$

où T_{cell} est la température de cellule, η_{ref} est le rendement du module dans les conditions standards (éclairement solaire sur le plan du module $G_{\beta,ref}$ =1000 W/m^{2}et température des cellules $T_{cell,ref}$=25 ºC) et γ et β'sont respectivement les coefficients de l'éclairement solaire et de la température. Les paramètres pour les conditions standards ($T_{cell,ref}$ et η_{ref}) et les coefficients γ et β'sont fournis par les producteurs de modules PV. Certain auteurs (Evans, 1981) utilisent β'=0.0048 ºC^{-1}et γ=0.12 pour les modules en silicium monocristallin. Le plus souvent dans l'équation (2.1) on prend γ=0 (Evans et Florschuetz, 1977). D'autre auteurs (Hegazy, 2000; Bergene et Lovik, 1995) utilisent pour γ et β' les valeurs respectives de 0 et 0.004 ºC^{-1}.

La température des cellules est calculée le plus fréquemment en utilisant la notion de NOCT (Normal Operating Cell Temperature) (Nolay, 1987) donnée par les producteurs des modules photovoltaïques et définie par l'équation (2.2) :

$$T_{cell} = T_a + \left(NOCT - 20°C\right)\left(\frac{G_\beta}{800}\right) \tag{2.2}$$

Cette méthode donne des résultats satisfaisants sauf dans le cas de modules intégrés dans les toits de bâtiments. La NOCT est définie dans les conditions suivantes : vitesse de vent v=1 m/s, température ambiante T_a = 20º. Cet éclairement solaire G_β =800 W/m^2 (ASTM, 1998; Myers *et al*, 2002).

Le modèle de Paatero et Lund (2007) peut être également utilisé (2.3) :

$$\eta_{pv} = \eta_{ref}\left[1-\alpha\left(\frac{G_\beta}{18}+T_a-20\right)\right] \tag{2.3}$$

Où α = 0,0042 est le coefficient de température pour la correction de puissance.

Les modèles, exprimés par les équations (2.1) et (2.3) ne peuvent être utilisés que pour des modules en silicium cristallin (mono et poly) ce qui limite leur application, car pour des modules en silicium amorphe et à couche mince l'influence de la température sur le rendement est beaucoup plus faible. Dans le cas de silicium amorphe, l'influence est positive et négligeable, tandis que pour les modules à couche mince, elle est négative et négligeable.

Ces différences impliquent la recherche d'un modèle, qui reflète non seulement la dépendance du rendement avec la température et l'irradiation solaire, mais tient compte aussi du type de technologie utilisée. Un tel modèle a été développé de manière empirique par Durisch *et al* (2007) (2.4) :

$$\eta_{pv} = p_{Dur}\left[q\frac{G_\beta}{G_{\beta,ref}} + \left(\frac{G_\beta}{G_{\beta,ref}}\right)^{m_{Dur}}\right]\times\left[1 + r\frac{T_{cell}}{T_{cell,ref}} + s_{Dur}\frac{AM}{AM_0} + \left(\frac{AM}{AM_0}\right)^{u}\right] \quad (2.4)$$

où les conditions normales de l'éclairement solaire $G_{\beta,ref}$et la température des cellules $T_{cell,ref}$ ont les mêmes valeurs que pour les autres modèles (1000 W/m^{2}et 25 ºC), *AM* est la masse relative d'air, définie par (2.5) (Kasten et Young, 1989) et dont la valeur en conditions normales est AM_0=1,5.

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_Z + 0{,}50572(96{,}07995 - \theta_Z)^{-1{,}6364}} \quad (2.5)$$

où l'angle zénithal θ_z est en degrés.

Les coefficients p_{Dur}, q, m_{Dur}, r, s_{Dur} et u sont déterminés pour 4 technologies de modules PV : mSi (Si monocristallin), pSi (Silicium polycristallin), aSi (Silicium amorphe) et CIS (Cuivre, Indium Selenium) ; les modules testés pour déterminer ces coefficients ont été m-Si (BP585F), p-Si (Kyocera LA361K51S), a-Si (UniSolarUPMUS-30) et Siemens (CISST40) (Durisch *et al*, 2007). La température de cellule est calculée par la formule de Ross (Durisch *et al*, 2007; Ross, 1976) (2.6) :

$$T_{cell} = T_a + h_R G_\beta \quad (2.6)$$

Le coefficient h_R dépend de la technologie. Les valeurs des différents coefficients sont présentées dans le Tableau 2.1. (Durisch *et al*, 2007).

Tableau 2.1. Valeurs des coefficients dans le modèle de Durisch

Module	p_{Dur}	q	m_{Dur}	r	s_{Dur}	u	h_R
BP 585F m-Si	23,62	0,2983	0,1912	0,09307	0,9795	0,9865	0,028
LA361K51S p-Si	15,39	0,1770	0,0794	0,09736	0,8998	0,9324	0,026
UPM US-30 a-Si	36,02	0,7576	0,6601	0,02863	1,1432	1,0322	0,022
CIS ST40 CIS	18,55	0,3288	0,2612	0,10039	0,9678	0,9864	0,032

Le calcul du rendement du module a pour objectif de déterminer la puissance maximale P_{mp} à la sortie du module en utilisant (2.7) :

$$P_{mp} = \eta_{pv} G_\beta A \quad (2.7)$$

oùA est la surface du module photovoltaïque en m^2.

Cette puissance peut être également déterminée à partir d'une expression directe ou en utilisant des équations pour la tension et le courant au point de puissance maximale (V_{mp} et I_{mp}) par l'équation (2.8) :

$$P_{mp} = I_{mp} \times V_{mp} \quad (2.8)$$

Le comportement de deux modèles est testé. Le premier est une expression directe pour la puissance en utilisant une formule empirique (Labbé, 2006) (2.9) :

$$P_{max} = \frac{G_\beta}{G_{\beta,ref}}\left[P_{mp,ref} + \gamma_0\left(T_{cell} - T_{cell,ref}\right)\right] \tag{2.9}$$

Où $\gamma_0$est le coefficient de température pour la puissance du module et $P_{mp,ref}$est sa puissance nominale.

Le second modèle calcule le courant et la tension et utilise l'équation (2.8). Il a été développé par Borowy et Salameh (1994; 1996). Pour le courant, on utilise l'équation (2.10) :

$$I_{mp} = I_{sc,ref}\left\{1 - C_1\left[exp\left(\frac{V_{mp,ref}}{C_2 V_{oc,ref}}\right) - 1\right]\right\} + \Delta I \tag{2.10}$$

où $I_{sc,ref}$ est le courant nominal de court-circuit du module, $V_{mp,ref}$ est la tension nominale à puissance maximale et $V_{oc,ref}$ est la tension nominale en circuit ouvert. Les constantes C_1 et C_2 se calculent respectivement par les équations (2.11) et (2.12) :

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{sc,ref}}\right) exp\left(-\frac{V_{mp,ref}}{C_2 V_{oc,ref}}\right) \tag{2.11}$$

$$C_2 = \frac{\left(\frac{V_{mp,ref}}{V_{oc,ref}} - 1\right)}{ln\left(1 - \frac{I_{mp,ref}}{I_{sc,ref}}\right)} \tag{2.12}$$

Où $I_{mp,ref}$est le courant nominal à puissance maximale.

La variation du courant ΔI se détermine par l'équation (2.13) :

$$\Delta I = \alpha_0 \Delta T \frac{G_\beta}{G_{\beta,ref}} + \left(\frac{G_\beta}{G_{\beta,ref}} - 1\right) I_{sc,ref} \tag{2.13}$$

oùα_0 est le coefficient de la température du courant du module et la variation de la température ΔT est calculée par l'équation (2.14) :

$$\Delta T = T_{cell} - T_{cell,ref} \tag{2.14}$$

La tension à puissance maximale est calculée par l'équation (2.15) :

$$V_{mp} = V_{mp,ref}\left[1 + 0{,}0539\, log_{10}\left(\frac{G_\beta}{G_{\beta,ref}}\right)\right] + \beta_0 \Delta T \tag{2.15}$$

Où β_0 est le coefficient de température de la tension du module.

Pour l'étude des régimes établis du comportement des systèmes photovoltaïques, il est nécessaire de choisir un de ces modèles. Cette sélection se fera après une comparaison avec des données expérimentales disponibles au laboratoire SPE.

2.3.1.2. Vérification expérimentale et comparaison des modèles

Un système photovoltaïque composé de 9 modules monocristallins de 85Wc BP-585F connectés à un onduleur Sunny Boy SMA 700 W qui ajuste automatiquement la charge afin

de travailler au point maximal de puissance (MPPT) est installé sur le site du laboratoire d'Ajaccio (Figure 2.10). Chaque minute, cinq données sont collectées : tension et courant du champ de modules PV, éclairement solaire sur la plan des modules, température des cellules PV et température ambiante. Comme le montre la Figure 2.11, le rendement expérimental du champ PV est reporté en fonction de l'éclairement solaire pour différentes températures ambiantes. Une diminution du rendement est observée pour les faibles éclairements (au-dessous d'environ 200 W/m²) et pour des éclairements élevés comme le prédit la littérature (Mohring *et al*, 2004; Armani *et al*, 2007; Smiley *et al*, 2000; Ramsome, 2007; Bucher, 1997). Ce phénomène de diminution de rendement doit être pris en compte par le modèle utilisé.

Figure 2.10. Banc de test de système PV (Laboratoire SPE, Université de Corse, Ajaccio)

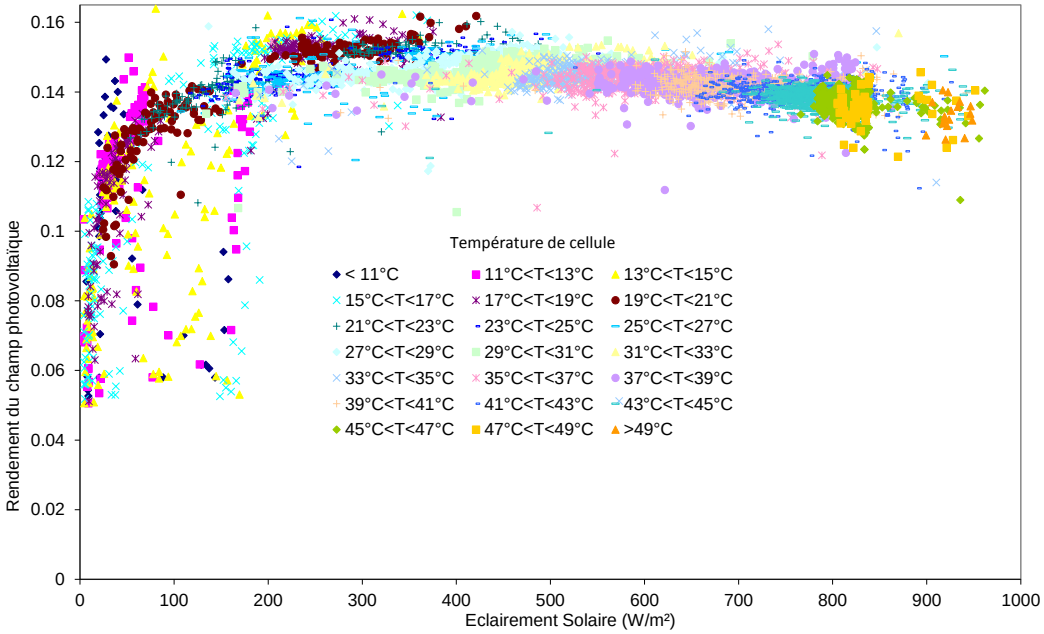


Figure 2.11. Résultats expérimentaux pour le rendement de module BP 585F

La vérification expérimentale des modèles consiste à comparer les puissances calculées avec les puissances expérimentales. Les résultats expérimentaux sont comparés avec les valeurs calculées par les cinq modèles précédemment décrits. Les seules données utilisées sont l'éclairement solaire et la température. La température du module pour tous les modèles a été calculée par l'équation (2.2) utilisant la NOCT. On considère que les pertes de connexion entre les cellules dans les modules et des modules dans le champ sont de 5 %. Sur la Figure 2.12 sont représentés les résultats des cinq modèles et les données expérimentales pour deux jours particuliers – à ciel clair et partiellement nuageux. Dans le Tableau 2.2, sont reportées

les valeurs relatives et absolues des erreurs moyennes (EMR et EMA), ainsi que des erreurs quadratiques moyennes (EQMR et EQMA) pour les deux journées représentées sur la graphique, ainsi que ces mêmes erreurs calculées sur une année de données expérimentales. (Stoyanov, 2011). La définition de ces erreurs est donnée par les équations (2.16) à (2.19).

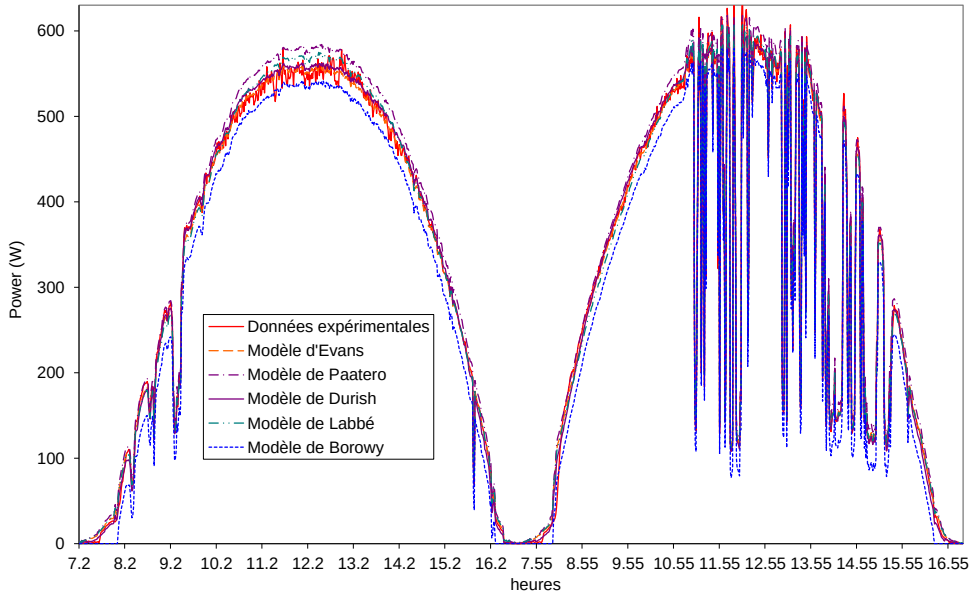


Figure 2.12. Comparaison des modèles avec des données expérimentales pour un jour à ciel clair et partiellement nuageux.

Pour quantifier la qualité d'un modèle, nous pouvons utiliser différents paramètres statistiques dites également erreurs. Ces paramètres peuvent être exprimés en valeur absolue, ils ont alors la même dimension que la variable utilisée ou en valeur relative en divisant cette valeur absolue par la valeur moyenne des grandeurs expérimentales. Dans ce travail, on a utilisé les erreurs suivantes :

- l'erreur moyenne (en anglais, Mean Bias Error) permet de savoir si un modèle surestime ou sous-estime la réalité expérimentale. L'erreur moyenne absolue EMA s'exprime par :

$$EMA = \frac{\sum_{i=1}^{N}\left(y_{mod,i} - y_{exp,i}\right)}{N} \tag{2.16}$$

où y_{exp} est la valeur expérimentale et y_{mod} est la valeur modélisée. N est le nombre des valeurs.

- l'erreur moyenne relative EMR s'exprime par :

$$EMR = \frac{\sum_{i=1}^{N}\left(y_{mod,i} - y_{exp,i}\right)}{N\overline{y_{exp}}} \tag{2.17}$$

Où $\overline{y_{exp}}$ est la valeur moyenne des données expérimentales.

- l'erreur quadratique moyenne (en anglais, Root Mean Square Error) permet de juger de la qualité du modèle. L'erreur quadratique moyenne absolue EQA est déterminée par :

$$EQMA = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}\left(y_{mod,i} - y_{exp,i}\right)^2}{N}} \tag{2.18}$$

- l'erreur quadratique moyenne relative EQMR s'exprime par :

$$EQMR = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{N}\left(y_{mod,i} - y_{exp,i}\right)^2}{N\overline{y_{exp}}^2}} \tag{2.19}$$

Tableau 2.2. Ecarts des modèles dans la comparaison avec les données expérimentales

		EMR %	EMA W	EQMR %	EQMA W	Rang
sur deux jours						
Modèle d'Evans	Jour 1	-0,24	-0,81	3,29	11,97	2
	Jour 2	-0,04	-0,12	4,27	13,11	2
Modèle de Paatero	Jour 1	4,53	15,45	6,24	22,71	4
	Jour 2	4,03	12,37	5,83	17,90	4
Modèle de Durisch	**Jour 1**	**0,53**	**1,81**	**3,03**	**11,01**	**1**
	Jour 2	**0,07**	**0,22**	**4,22**	**12,96**	**1**
Modèle de Borowy	Jour 1	-6,86	-23,39	6,85	24,91	5
	Jour 2	-8,02	-23,63	9,40	28,87	5
Modèle de Labbé	Jour 1	1,08	3,69	4,46	16,23	3
	Jour 2	-0,16	-0,49	4,44	13,65	3
Sur un an de mesures						
Modèle d'Evans		0,12	0,43	8,65	29,74	2
Modèle de Paatero		4,60	15,81	10,03	34,47	4
Modèle de Durisch		**0,63**	**2,18**	**8,62**	**29,63**	**1**
Modèle de Borowy		-6,38	-21,93	11,13	38,25	5
Modèle de Labbé		1,11	3,83	9,14	31,40	3

Le choix du modèle est réalisé sur la base de la meilleure erreur quadratique moyenne parce qu'elle reflète réellement la précision du modèle. Les modèles de Durisch et d'Evans donnent des résultats similaires avec un léger avantage pour celui de Durisch. Le modèle de Durisch a l'avantage décisif de distinguer les quatre technologies de modules PV les plus répandues – le silicium mono et poly cristallin et amorphe et les modules CIS.

Nous utiliserons donc dans la suite de ces travaux le modèle de Durish pour simuler le comportement du champ photovoltaïque.

2.3.1.3. Influence de la température ambiante et de l'éclairement solaire

Sur la base du modèle de Durish, nous avons voulu observer l'influence de la température et de l'éclairement solaire. Sur la Figure 2.1313, on note que le rendement croît rapidement avec l'augmentation de l'éclairement solaire (valeurs faibles – à gauche des figures), puis diminue pour les valeurs importantes de l'éclairement. Ceci est dû à l'influence combinée de G_β, qui intervient à la fois dans l'équation sur la température de cellules (2.6) et dans l'équation pour le rendement (2.4). La variation du rendement est bien celle observée avec nos résultats expérimentaux obtenus à partir du banc d'essai à Ajaccio et aux études théoriques (Mohring *et al*, 2004; Armani *et al*, 2007; Smiley *et al*, 2000; Ramsome, 2007; Bucher, 1997). On peut observer également l'influence de la température ambiante. Son augmentation diminue le

rendement des modules photovoltaïques. La diminution varie selon la technologie, elle est importante pour toutes les technologies à l'exception de celle du silicium amorphe.

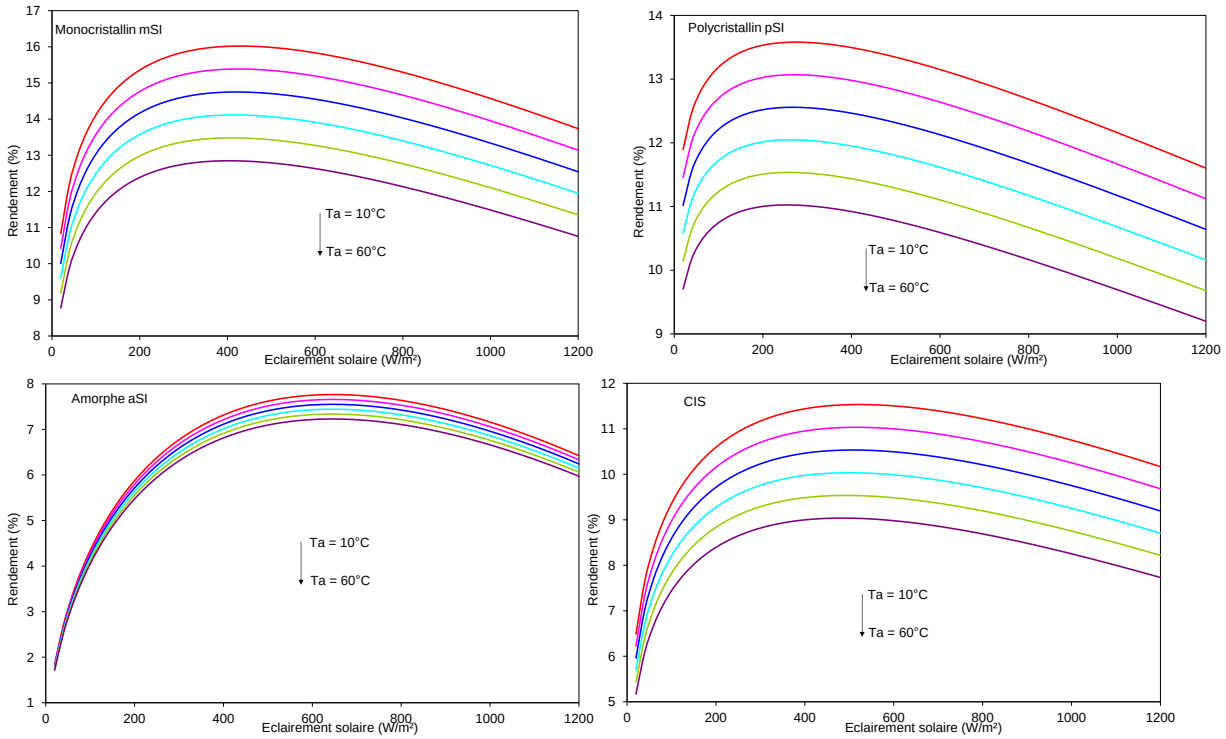


Figure 2.13. Variation du rendement des modules en fonction de l'éclairement solaire et de la température

Pour observer l'amplitude des variations du rendement, nous avons calculé le rendement moyen mensuel pour les 4 technologies de modules PV à partir de données météorologiques horaires expérimentales d'Ajaccio (Figure 2.14). Pour chaque mois sont représentées les valeurs de la température ambiante, de l'irradiation solaire et du rendement moyen pour chaque technologie. Les variations de rendement des modules produits pour le silicium mono- et poly-cristallin sont quasi identiques et présentent un maximum en hiver lorsque les températures de l'air sont faibles et un minimum en été, lorsque les températures sont hautes. Ce comportement est dû à l'influence négative de la température sur le rendement. Pour le CIS, la variation de l'efficacité au cours des mois est plus faible. Les modules en silicium amorphe ont un comportement complètement différent des trois autres technologies parce que le rendement maximal est obtenu en été, alors qu'en hiver les valeurs sont plus faibles. De plus, l'écart entre les rendements maximum et minimum obtenus avec l'aSi est plus élevé (26%). Pour les autres technologies, cet écart est inférieur à dix pourcent – mSi – 6,3%, pSi – 9,2% et CIS – 5,54%. Ce comportement du rendement, calculé par le modèle de Durisch, correspond à la réalité car il est confirmé par les résultats obtenus à partir de données expérimentales de Loughborough au Royaume Uni par Williams *et al* (2004). Ils trouvèrent une augmentation du rendement des modules utilisant pSi de 10%, tandis que les calculs donnent une variation de 9,2%. Pour le silicium amorphe en Angleterre la différence observée est de 30%, et celle obtenue par les calculs est de 26%.

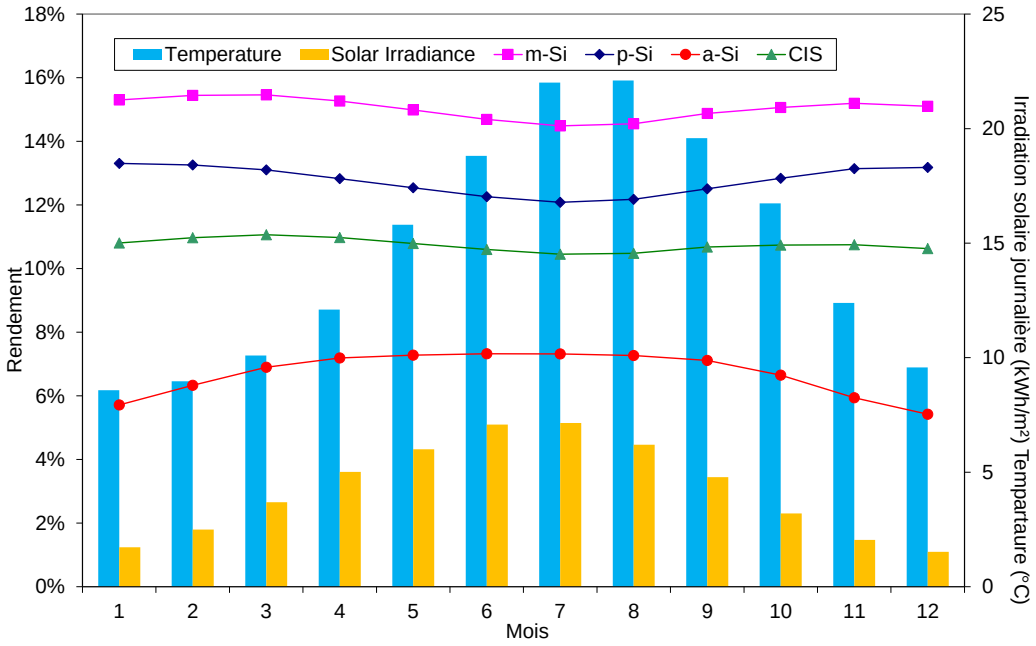


Figure 2.14. Rendement moyen mensuelle des modules PV selon la technologie PV pour Ajaccio.

2.3.2. Modélisation des onduleurs

L'onduleur convertit la puissance électrique continue (DC) en sortie du champ photovoltaïque, en une puissance alternative (AC) transmise au réseau électrique. Le rendement du convertisseur η_{ond} dépend de la puissance de sortie alternative P_{sort}. Ainsi, le rendement d'un onduleur est donné en fonction de la puissance réduite de sortie de la machineP_{sort}/P_{nom}, avec P_{nom} la puissance nominale de l'onduleur. Pour le convertisseur DC/AC, on connaît la puissance en courant continu d'entrée (qui est celle produite par les modules PV) et non la puissance de sortie. Par conséquent, il est nécessaire d'exprimer le rendement en fonction de la puissance d'entrée. Cela a été proposé par Schmid et Von Dincklage (1988) et Schmid et Schmidt (1991). Les pertes électriques réduites p_{perte} peuvent être exprimées avec une précision satisfaisante par une composante constante, indépendante de la charge, p_0 (%) et une autre dépendante de la charge. L'expression est présentée dans l'équation (2.20) :

$$p_{perte} = \frac{P_{perte}}{P_{nom}} = p_0 + k.p^2 \tag{2.20}$$

oùP_{perte} sont les pertes électriques, p_0 et k sont des coefficients calculés à partir des données fournies par le constructeur par les équations (2.21) et (2.22) :

$$p_0 = \frac{1}{99}\left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9\right) \tag{2.21}$$

$$k = \left(\frac{1}{\eta_{100}}\right) - p_0 - 1 \tag{2.22}$$

Oùη_{10}et η_{100}sont les rendements à 10 et 100% de la puissance nominale et fournis par le constructeur. La puissance réduite p s'exprime par :

$$p = \frac{P_{sort}}{P_{nom}} \tag{2.23}$$

Où P_{sort} est la puissance en sortie de l'onduleur.

Les pertes électriques sont la différence entre la puissance continue d'entrée P_{in} et la puissance alternative en sortie:

$$P_{loss} = P_{ent} - P_{out} \tag{2.24}$$

En combinant l'équation (2.20) et (2.24) on obtient (2.25) :

$$\left(p_0 + kp^2\right)P_{nom} = P_{ent} - P_{sort} \tag{2.25}$$

La puissance d'entrée s'exprime aussi à partir de la puissance de sortie et du rendement:

$$P_{ent} = \frac{P_{sort}}{\eta_{ond}} \tag{2.26}$$

Ainsi après substitution de (2.26) dans (2.25) et en utilisant (2.23) on obtient (2.27) :

$$p_0 + kp^2 = \frac{p}{\eta_{ond}} - p \tag{2.27}$$

D'où on exprime le rendement de l'onduleur par:

$$\eta_{ond} = \frac{p}{p + p_0 + kp^2} \tag{2.28}$$

On a réalisé un inventaire non exhaustif des onduleurs disponibles sur le marché à partir de documentations techniques fournies par différents producteurs et par l'Agence Internationale de l'Energie (International Energy Agency - IEA) (Ishikawa, 2002).

Mondol *et al* (2006) utilisent trois types d'onduleurs appelés onduleurs à faible, moyen et haut rendement. De nos jours, des technologies de circuits électroniques sophistiquées sont utilisées et permettent de réduire les pertes de câblage, de conduction dans les dispositifs de commutation à semi-conducteurs et de commutation. Quelques onduleurs avaient de faibles rendements mais leur efficacité a bien été améliorée ces dernières années. Nous avons choisi d'utiliser dans la suite de notre travail un des trois onduleurs proposés par Mondol *et al* (2006) dont les caractéristiques sont :

η_{10}	0,87
η_{100}	0,945
p_0	0,0145
k	0,0437

Les courbes de rendement des 21 modèles commerciaux et le modèle d'onduleur choisi dans ce travail (en trait plein) sont présentés sur la Figure 2.15. On peut considérer que le modèle proposé représente bien la variation du rendement de l'onduleur en fonction de sa charge.

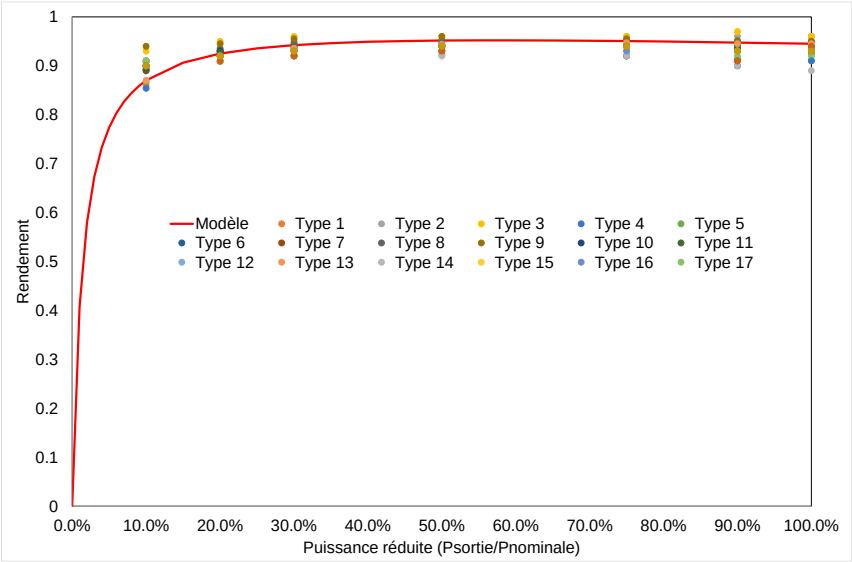


Figure 2.15. Modèle d'onduleur utilisé comparé à des onduleurs commerciaux.

2.3.3. Optimisation du couple Champ photovoltaïque + onduleur

La connaissance du rendement de l'onduleur est nécessaire à cause de son influence sur la productivité du système photovoltaïque (Burger et Ruther, 2005;2006). Le surdimensionnement et le sous-dimensionnement de l'onduleur par rapport à la puissance crête du champ photovoltaïque mèneront à une utilisation plus fréquente du convertisseur électronique à charge faible ou respectivement élevée, et donc sera plus favorables pour un type d'onduleur que pour un autre.

Notton *et al* (2010) ont déterminé pour différents sites, différentes inclinaisons de modules PV, différentes modèles d'onduleurs et pour les 4 technologies de modules PV (mSi, pSi, aSi et CIS) la taille optimale de l'onduleur quand celui-ci est connecté à un champ photovoltaïque de puissance et de technologie données. Le rapport Rs définie par l'équation (2.29) optimal, pour le modèle d'onduleur choisi dans cette étude, est :

- Rs= 1,14 pour mSi, pSi et CIS
- Rs = 1,04 pour aSi

$$R_s = \frac{P_{PV}}{P_{nom,onduleur}} \tag{2.29}$$

La puissance de l'onduleur est donc légèrement inférieure à celle du champ photovoltaïque ; dans la suite de cette étude, le système PV (couplage champ PV + onduleur) sera ainsi dimensionné.

Dans le cadre de notre travail, nous ne considérerons que des modules de type monocristallin mSi et considérerons alors le couplage optimal correspondant avec l'onduleur.

2.4. Les systèmes éoliens

2.4.1. Quelques informations générales sur les systèmes éoliens.

La formidable ascension du marché éolien chinois, qui a vu le raccordement d'au moins 30,5 GW, a propulsé le niveau mondial d'installation à 62,7 GW en 2015, soit 22 % de plus qu'en 2014 ! Les marchés américain et allemand ont également affiché de belles performances, le premier du fait du maintien de son crédit d'impôt, le second grâce au raccordement de

nombreuses fermes offshore en mer du Nord. La puissance éolienne mondiale s'établit désormais à 432,6 GW, soit une croissance du parc mondial de l'ordre de 17 %. L'évolution de la puissance installée de fermes éoliennes dans le monde est impressionnante (EurObserver, 2016b)

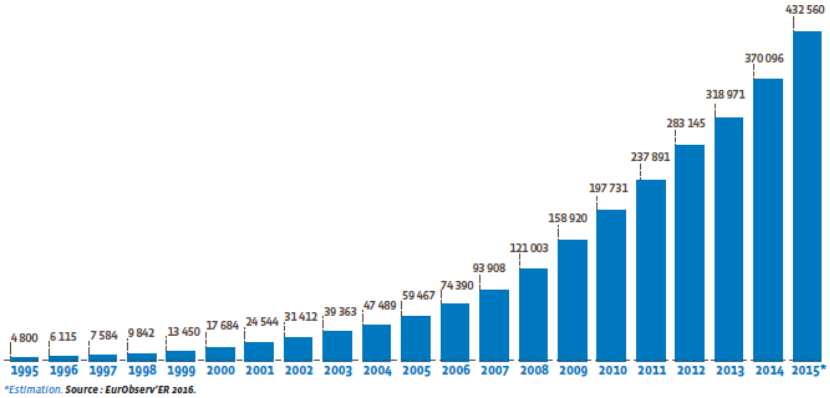


Figure 2.16. Puissance éolienne cumulée dans le monde depuis 1995 (en MW) (EurObserver, 2016b)

La répartition par continent des 423 560 kW est présentée sur la Figure 2.17 (EurObserver, 2016b).

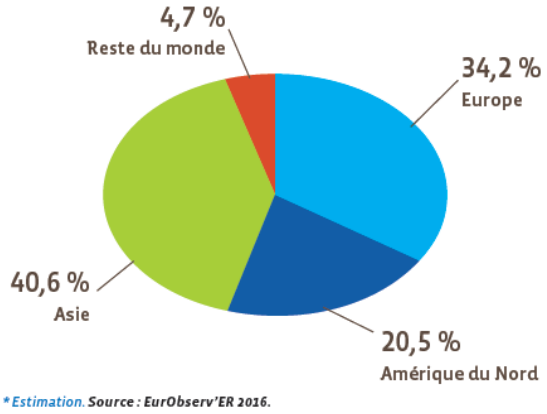


Figure 2.17. Répartition de la puissance éolienne mondiale fin 2015 (EurObserver, 2016b).

La répartition des puissances éoliennes installées en Europe est présentée sur la Figure 2.18.

Les différentes configurations de systèmes utilisant des éoliennes sont identiques à celles décrites dans le paragraphe 1 pour les systèmes PV ; nous ne donnerons donc pas plus d'informations.

Dans ce travail, nous ne prendrons en compte que des éoliennes raccordées au réseau de distribution, très différentes des petites éoliennes utilisées dans les systèmes autonomes.

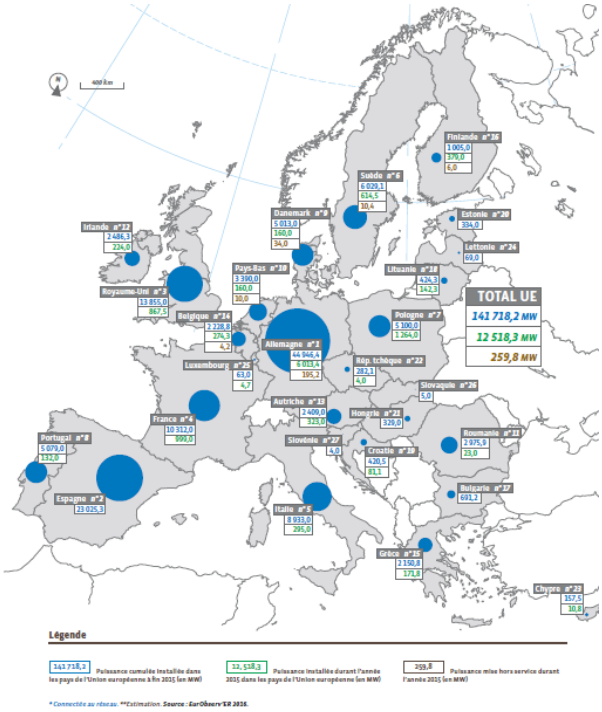


Figure 2.18. Répartition des puissances éoliennes installées en Europe (EurObserver, 2016b)

2.4.2. Modélisation des systèmes éoliens

Comme pour les modules photovoltaïques, il existe deux types de modèles décrivant le comportement d'une éolienne. Il est possible d'utiliser également la puissance mécanique sur l'arbre de la turbine éolienne déterminée à partir de la vitesse du vent v, de la surface balayée A par les pâles et par le coefficient de puissance C_p.

$$P_{mec} = \frac{1}{2} c_p A \rho_a v^3 \tag{2.30}$$

ρ_a est la masse volumique de l'air.

Mais, pour l'objectif qui est le nôtre, calculer la puissance électrique produite en fonction de la vitesse du vent, il est souvent plus facile d'utiliser la courbe de puissance caractéristique. Cette courbe permet de connaître la puissance produite à partir de la vitesse du vent. Elle est spécifique pour chaque aérogénérateur. Il y a deux approches différentes pour la modélisation des éoliennes, à savoir l'application d'un modèle de courbe de puissance disponible dans la littérature d'une part ou l'utilisation de courbes réelles auxquelles on applique une méthode d'interpolation d'autre part. Dans la suite, nous présentons trois méthodes de modélisation de la courbe de puissance. Les paramètres caractéristiques de chaque courbe de puissance sont :

- $v_{démar}$ – vitesse d'enclenchement ;
- $v_{nominale}$ – vitesse pour laquelle la puissance nominale est obtenue ;
- $v_{coupure}$– vitesse de déclenchement ;
- $P_{nominale}$ – puissance nominale.

Nous présentons ici divers modèles pour lesquels la puissance a été réduite c'est-à-dire divisée par la puissance nominale afin de rendre cette étude plus universelle puisque indépendante de la puissance de la machine. Il sera ainsi possible de modifier la puissance nominale de la machine sans changer son profil. Le choix d'un modèle approprié est très important pour la simulation de puissance de l'éolienne.

La Figure 2.19 montre les courbes de puissance de quelques éoliennes de grande puissance sur le marché. Toutes ces courbes ont été tracées en puissances réduites afin de les rendre adimensionnelles.

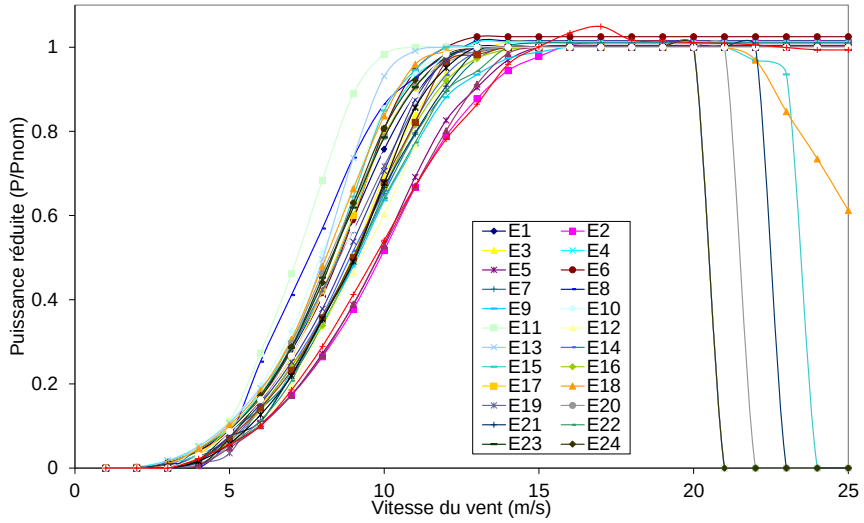


Figure 2.19. Quelques courbes de puissance réduites d'éoliennes de grande puissance sur le marché.

On note qu'il y a trois intervalles de vitesses du vent :

$$\begin{cases} v \leq v_{demar} \\ v_{demar} < v \leq v_{nominale} \\ v_{nominale} < v < v_{coupure} \end{cases} \tag{2.31}$$

Avant v_{demar}, aucune puissance électrique n'est produite, dans l'intervalle $v_{demar} < v \leq v_{nominale}$, la puissance fournie par l'éolienne est fonction de la vitesse du vent (c'est dans cette intervalle que différents modèles existent), dans l'intervalle $v_{nominale} < v \leq v_{coupure}$, la puissance fournie est constante est égale à la puissance nominale de la machine, au-delà de $v_{coupure}$, la puissance électrique est nulle.

Différents modèles existent dans la littérature pour représenter la variation de la puissance électrique produite par l'éolienne dans la zone variable comprise entre la vitesse du vent de démarrage et celle de puissance nominale. Parmi eux, les plus couramment utilisés sont présentés ci-dessous.

Le modèle linéaire est le plus simple et suppose que la variation de la puissance entre v_{demar} et $v_{nominale}$ est linéaire. Ainsi la courbe de la puissance réduite est exprimée par trois équations (2.32) :

$$\begin{cases} p = 0 & v \leq v_{demar} \\ p = a + bv & v_{demar} < v \leq v_{nominale} \\ p = 1 & v_{nominale} < v < v_{coupure} \end{cases} \tag{2.32}$$

où les coefficients *a* et *b* s'obtiennent par (2.33) :

$$\begin{cases} a = \dfrac{-v_{demar}}{v_{nominale} - v_{demar}} \\ b = \dfrac{1}{v_{nominale} - v_{demar}} \end{cases} \tag{2.33}$$

Des études ont montré une surestimation de la productivité des générateurs éoliens (Powell, 1981), mais malgré cela ce modèle est souvent utilisé (Gabler et Luther, 1988).

Le modèle de Pallabazzer (Pallabazzer et Gabow, 1992; Pallabazzer, 1995) diffère du modèle linéaire par la forme non linéaire de la courbe entre la vitesse d'enclenchement et celle pour laquelle on obtient la puissance nominale. Dans cette partie, la puissance réduite s'exprime par (2.34) :

$$p = \left(\frac{v^2 - v_{demar}^2}{v_{nominale}^2 - v_{demar}^2} \right) \tag{2.34}$$

Les courbes de puissance correspondantes aux deux modèles sont présentées sur la Figure 2.20 (Stoyanov, 2011). Nous avons tracé ces deux modèles (bleu pour le modèle linéaire et rouge pour celui de Pallabazzer) au milieu des courbes de puissance réelles qui ont été présentées sur la Figure 2.20.

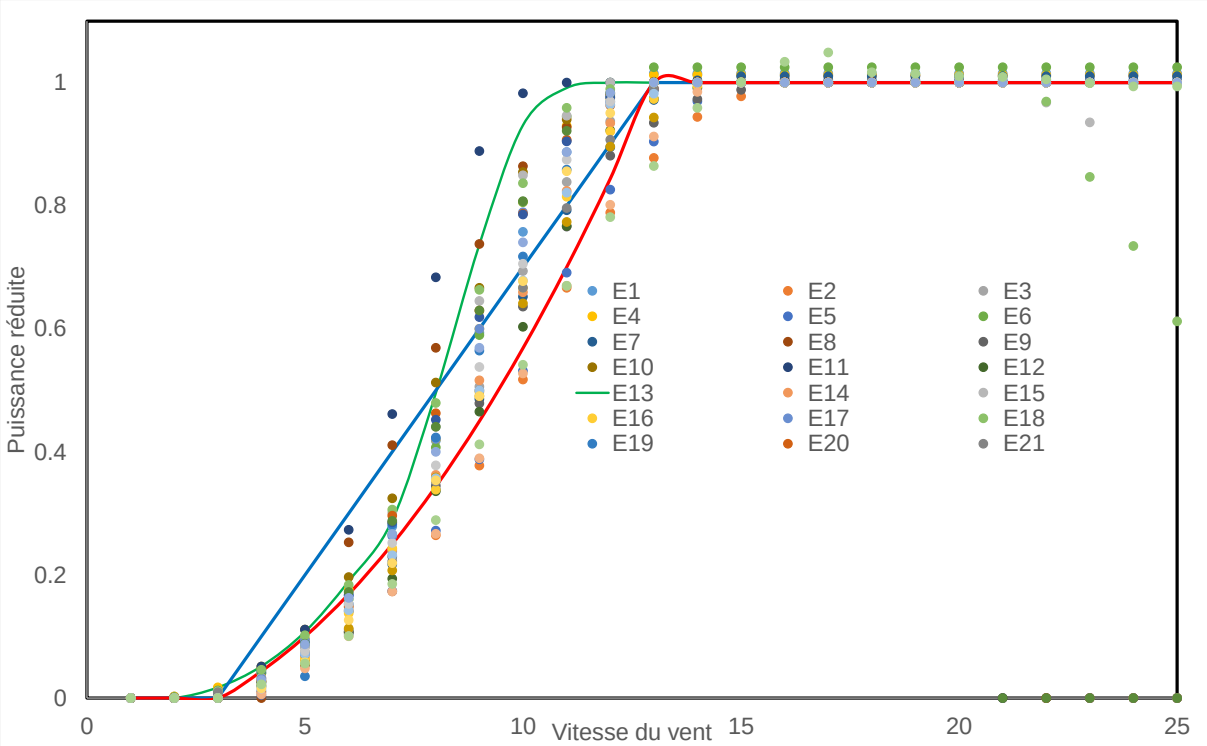


Figure 2.20. Les deux modèles (linéaire et Pallabazzer) et les courbes de puissance réelles.

Nous retiendrons dans notre étude le modèle de Pallabazzer. On note que ce modèle a tendance à sous-estimer la puissance produite dans la zone où la puissance varie en fonction de la vitesse du vent.

Selon la puissance de l'éolienne choisie, la hauteur du moyeu varie. La puissance moyenne d'une éolienne dépasse aujourd'hui 2 MW, contre 0,5 MW en 2000. Nous ferons varier la puissance nominale de la ferme éolienne en considérant qu'elle est constituée de machine de

l'ordre de 2 MW. Cette taille de machine est donc aujourd'hui courante, envisager des puissances plus élevées est difficile car dans les territoires insulaires, il peut être difficile d'installer des éoliennes de tailles plus grandes.

La hauteur du moyeu d'une éolienne de 2 MW peut varier globalement entre 60 et 140 m selon les constructeurs et le potentiel éolien du site d'implantation. Il nous a semblé judicieux de choisir une hauteur moyenne de 90 mètres pour le moyeu.

Il reste donc à corriger les vitesses du vent ; celles-ci sont mesurées en général à une hauteur de 10 m et il convient de les transformer en vitesse du vent à la hauteur du moyeu.

La vitesse du vent augmente avec l'altitude par rapport au sol (Hladik, 1994). Les vitesses de vent à 10 m, v_{10}, sont converties en vitesses de vent à la hauteur de moyeu h, v_h, par la relation de Justus (1978) :

$$v_h = v_{10}\left(\frac{h}{10}\right)^{\alpha_J} \tag{2.8}$$

Où α_J est le coefficient de correction souvent considéré comme étant égal à 0,15. Sa valeur dépend de la nature du terrain. Les valeurs habituelles sont montrées dans Tableau 2.3.

Tableau 2.3. Valeurs du coefficient de correction

Nature du terrain	α_J
Surface de l'eau	0,1
Plaine herbeuse	0,15
Cultures agricultures	0,2
Végétation avec peu d'arbres	0,2
Bois	0,25
Plusieurs bâtiments	0,25
Terrain accidenté, montagneux	0,25

Nous considérerons dans ce travail une valeur du coefficient de correction de 0,15.

2.5. Introduction et généralités sur les STEP et groupes Pompe-Turbine

2.5.1. Petite histoire de l'énergie hydraulique et des STEP

Les premières machines transformant l'énergie hydraulique en énergie mécanique étaient les roues à eau qui furent utilisées jusqu'au siècle dernier. Il fallut attendre le XIXème siècle pour voir apparaître en 1827 la première turbine hydraulique, réalisée par Benoît Fourneyron, et installée à Pont-sur-Orgeon en Haute-Saône. Cette turbine développait une puissance de 6 chevaux et avait un rendement de 80 %. Les années suivantes virent apparaître de nombreux autres types de turbines qui prirent le nom de leur inventeur : Francis, Pelton, et Kaplan. (Perrin, 2013).

La technique de pompage-turbinage est une technologie éprouvée connue depuis la fin du XIXème siècle. Les turbines hydrauliques sont avant tout utilisées dans les centrales électriques pour la production d'énergie électrique. On utilise à cet effet l'énergie potentielle gravitationnelle de l'eau contenue dans les retenue de fleuves ou dans les barrages, appelée également énergie de pression ou énergie potentielle.

Utilisant cette technique, les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP) permettent d'éviter le gaspillage d'énergie pendant les heures creuses (nuit, week-end) et de pallier l'intermittence de la production électrique du secteur éolien et solaire. Parmi les solutions pour le stockage de très grandes capacités (de l'ordre du GWh), les systèmes par pompage-

turbinage hydraulique tiennent une des meilleures places grâce à leur simplicité technique, leur sûreté, leur propreté et à leurs avantages économiques. Le principe est d'accumuler de l'énergie sous forme d'énergie potentielle hydraulique entre un bassin en hauteur et un réservoir d'eau inférieur. L'eau du réservoir inférieur peut être ainsi pompée vers le bassin supérieur en période d'excès d'énergie et être ensuite turbinée vers le réservoir inférieur en période de demande d'énergie (Gabathuler *et al,* 2015). Pour contrôler encore plus finement les mouvements d'énergie et utiliser pleinement la capacité des lacs d'accumulation, il peut être intéressant de disposer d'une capacité de pompage permettant de stocker l'énergie électrique excédentaire sous forme d'énergie potentielle dans ces lacs.

Les premières STEP ont pris naissance au début du XXème siècle dans le contexte de systèmes électriques locaux, non interconnectés, souvent constitués d'une ville-centrale hydroélectrique. Il s'agissait de répondre aux pics de demande électrique des villes, en pompant la nuit pour restituer de l'énergie sur le réseau en heures de pointe. La première STEP pourrait avoir été celle de Ruppoldingen en Suisse, sur l'Aar, en 1902. La première STEP en Allemagne serait celle de Niederwartha, mise en service en 1929. La STEP des Lacs Blanc et Noir, dans les Vosges, a été construite en 1933-34, en liaison avec l'usine hydroélectrique de Kembs sur le Rhin, pour les besoins de la ville de Mulhouse ; sa mise en service a été retardée jusqu'en 1938 à cause d'un accident. Une seconde vague de développement des STEP se situe dans les années 1970-1990, en lien avec les constructions des grandes centrales de production d'électricité, nucléaires ou centrales à charbon, qu'il est plus intéressant de faire fonctionner le plus longtemps possible, comme toutes les installations ayant un coût d'investissement élevé. La STEP en est alors le complément. Les STEP de Ludington (États-Unis, 1976), Dinorwig (Royaume Uni, 1984), Guanzhou (Chine, 2000) ont été construites pour répondre à ce besoin. Une troisième vague de développement a commencé au début du XXIe siècle, la STEP répondant aux besoins de flexibilité des systèmes électriques, et le stockage d'énergie se trouvant susceptible de favoriser ou même rendre possible l'intégration des énergies renouvelables intermittentes (Tournery, 2016).

2.5.2. Les aspects économiques

L'équation économique est également une question délicate. En effet, le concurrent direct d'un projet de nouvelle STEP est celui d'un autre moyen de production flexible, turbine à combustion par exemple. Le coût de construction dépend beaucoup de l'ampleur des travaux de génie civil, surtout s'il faut construire des barrages ou des digues. Le coût d'investissement global se situe entre 0,5 et 2 millions d'euros par MW de puissance installée. Il est souvent plus économique d'augmenter la capacité d'une installation existante que de construire une nouvelle station. Les coûts de fonctionnement comprennent le coût de l'énergie utilisée pour le pompage, les coûts de maintenance et d'exploitation usuels, et les taxes, dont la taxe d'accès au réseau. Dans certains pays, le coût d'accès au réseau n'est appliqué que sur la différence entre l'énergie consommée par pompage et l'énergie produite par turbinage. En France, il est appliqué à chacune d'elles, ce qui désavantage cette technologie. La vente de l'électricité turbinée ne peut rapporter un bénéfice brut que si le rapport entre les prix de l'électricité heure creuse / heure pleine est inférieur au rendement global de la STEP. Les produits d'exploitation proviennent de la vente de l'électricité turbinée, mais aussi de la rémunération des différents services rendus au système électrique, qu'il est important de valoriser de façon adéquate (EDF R&D, 2013).

2.5.3. Caractérisation des STEP

Les paramètres qui caractérisent une STEP sont :

- l'énergie maximale stockée sous forme d'énergie potentielle qui varie de quelques GWh à plusieurs centaines de GWh ;
- la puissance installée en mode turbinage et en mode pompage, l'évolution allant vers des unités de forte puissance dépassant les 1000 MWe ;
- la constante de temps qui est le rapport de l'énergie maximale stockable à la puissance maximale en mode turbinage ;
- le volume de leurs réservoirs ;
- le rendement sur un cycle complet qui est le rapport entre l'énergie produite en turbinage et l'énergie consommée en pompage ;
- le degré de flexibilité qui est lié aux caractéristiques des pompes et turbines ;
- la capacité propre à chaque installation de fournir des services au système électrique pour permettre d'assurer la sécurité des réseaux: réglage de la fréquence, de la tension, adaptation de la puissance.

2.5.3.1. Les différents groupes de Pompage-Turbinage

Les turbines hydrauliques font partie des turbomachines. Elles convertissent l'énergie potentielle de l'eau en énergie mécanique. Pour ce faire, l'énergie potentielle gravitationnelle est tout d'abord convertie en énergie cinétique. L'eau en écoulement est accélérée à une vitesse la plus élevée possible à l'intérieur d'un distributeur ou d'une buse. L'impulsion du fluide est rendue exploitable comme force périphérique en le déviant dans une roue.

Trois types d'architecture de groupes de pompage-turbinage peuvent équiper ces nouvelles centrales :

- des groupes ternaires regroupant sur un même arbre mécanique une turbine, un moteur-générateur électrique et une pompe.
- des groupes réversibles regroupant une pompe-turbine réversible accouplée à un moteur-générateur.
- des groupes isogyres.

Les groupes ternaires: Les STEP de première génération étaient équipées de groupes ternaires à axe horizontal, puis l'augmentation des puissances, donc du poids des machines, a nécessité de passer à une disposition à axe vertical. Dans cette configuration la turbine est une Pelton obligatoirement calée au-dessus du niveau aval maximal, sauf à utiliser un dispositif permettant de maintenir l'écoulement libre sous la roue par contre-pression (Tournery, 2016). Quant à la pompe, les conditions de non cavitation nécessitent son enfoncement sous le niveau aval minimal ce qui conduit à une ligne d'arbre de grande hauteur nécessaire à l'empilement des trois machines, de la pivoterie, des paliers et du dispositif de couplage. L'avantage de cette architecture est de pouvoir concevoir chacune des deux machines, pompe et turbine, pour leur domaine propre de fonctionnement optimal.

L'alternateur-moteur tournant dans le même sens de rotation pour les deux modes de fonctionnement, la turbine permet le démarrage en mode pompe directement sans nécessiter une machine auxiliaire spécifique ou de procédures particulières pour diminuer le couple au démarrage. Sans contraintes lies au démarrage, il est possible de concevoir la pompe avec un nombre d'étages et des caractéristiques hydrauliques les mieux adaptées à son domaine pour un fonctionnement en sécurité.

L'architecture d'un groupe ternaire est a priori plus coûteuse que celle d'un groupe réversible, mais présente l'avantage de pouvoir concevoir chacune des deux machines hydrauliques, la pompe et la turbine, de manière optimale pour leurs domaines de fonctionnement respectifs et ainsi profiter des meilleurs rendements possible dans chacun des deux modes. La machine électrique tourne quant à elle toujours dans le même sens, aussi bien en mode générateur qu'en mode moteur, ce qui facilite la conception de son refroidissement. Par ailleurs, la turbine permet de démarrer directement en mode pompe sans nécessiter un système d'entraînement électrique spécifique ni une procédure de dénoyage/remplissage de la pompe. Ce dernier aspect est important, car il permet de concevoir la pompe avec le nombre d'étages nécessaires à une caractéristique hydraulique adaptée au domaine de fonctionnement tout en minimisant les effets de coups de bélier lors des déclenchements accidentels. En effet, la caractéristique hydraulique d'une pompe, c'est-à-dire la relation débit-vitesse de rotation et la relation couple- vitesse de rotation pour une chute déterminée, est définie par la vitesse spécifique.

Les groupes réversibles: Dans ce type d'architecture, la pompe et la turbine ne constituent qu'une seule machine réversible. La pompe turbine est équipée de roues de type Francis dont le tracé résulte d'un compromis acceptable entre les rendements optimum en pompe et en turbine. La majorité des installations actuellement en service sont des groupes non réglables avec moteur-alternateur synchrone. L'architecture d'un groupe de pompage turbinage réversible est nettement plus compacte que celle d'un groupe ternaire; elle implique une pompe pouvant fonctionner en turbine accouplée à un moteur générateur réversible. La simplicité du concept se heurte néanmoins au problème du démarrage du groupe en mode pompe: à la différence du groupe ternaire, il n'y a plus de turbine disponible pour soulager le moteur électrique qui doit donc fournir tout le couple de démarrage. Ceci implique un entraînement électrique dont le coût et la dimension dépendent de la puissance de démarrage requise par la pompe. En démarrant la pompe vanne fermée, la valeur de cette puissance peut être limitée à environ 50 % de la puissance maximale.

Les groupes isogyres: Synthèse des deux précédents, dans ce groupe, le rotor, unique, est divisé en deux parties, chacune de celles-ci étant spécialisée, l'une pour le pompage, l'autre pour le turbinage.

2.5.4. Les turbines hydrauliques

Différents types de systèmes hydrauliques existent et se distinguent par la variation du rendement pour diverses valeurs du débit. L'efficacité (ou rendement) de la conversion hydraulique/mécanique dépend du débit réduit et du type de turbine comme l'illustrent les Figure 2.21 (Hydro Power, 2006) et 2.22.

La turbine d'une installation hydroélectrique ne sera efficace que si l'énergie hydroélectrique lui parvient correctement. La puissance hydroélectrique à l'entrée de la turbine est dépendante des pertes de charges et vitesses de déplacement dans les organes de l'installation. Le choix de la turbine dépend du cas d'étude et prend en compte l'aspect économique et les coûts d'exploitation.

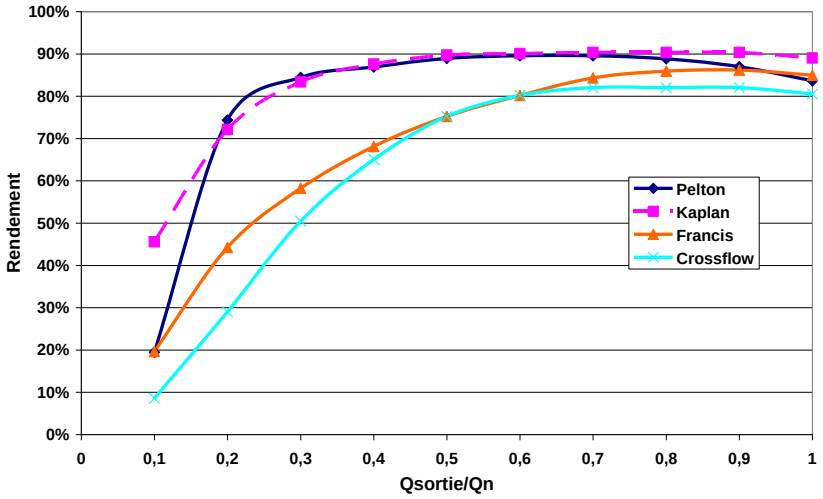


Figure 2.21. Variation du rendement en fonction du débit réduit - Comparatif du rendement pour plusieurs types de turbines.

Selon la combinaison du débit disponible et de la hauteur manométrique en amont de la turbine, la turbine la plus adéquate pour le site d'installation est choisie. La sélection s'effectue sur la base de zones d'applications préalablement connues pour chaque type de turbine. Les turbines Pelton et Francis sont bien connues car elles sont les plus souvent utilisées. De plus, elles couvrent une grande partie des zones d'application. Ces deux turbines hydrauliques pourront être utilisées dans les différentes configurations que nous utiliserons dans le cadre de ce travail. Les turbines « Crossflow » (connue aussi sous le nom de Banki-Michel) et « Turgo » présentent des modifications par rapport aux turbines Pelton. Les turbines Kaplan, quant à elles, sont utilisées pour de faibles hauteurs manométriques et de grands débits. Les principales caractéristiques des turbines hydrauliques sont présentées dans le Tableau 2.4.

Tableau 2.4. Types des turbines hydrauliques (SHEMA, 2010)

Types de Turbine	Hauteur de chute (m)	Débit (m^3/s)	Rendement mécanique	Barrages	Puissance	Types de fonctionnement
Pelton	200-2000	4-15	Jusqu'à 90% pour les petites turbines	réservoirs de haute montagne	jusqu'à 15 MW	Turbine à action
Crosflow	1-150	1-10	Jusqu'à 82% limitée		jusqu'à 2000 kW	
Francis	10-700	4-55	Jusqu'à 92% pour les petites turbines	centrales au fil de l'eau	jusqu'à 15 MW	Turbine à réaction
Kaplan	0-30	1-350	Jusqu'à 92% pour les petites turbines	centrales au fil de l'eau	Puissance jusqu'à 15 MW	Turbine à réaction

Les hauteurs de chute citées dans le Tableau 2.4 sont valables pour des puissances élevées. Pour les faibles puissances, les hauteurs de chute peuvent être beaucoup plus petites. Les zones de fonctionnement des petites turbines sont présentées sur Figure. 2.22 (Stoyanov, 2011; Wasserkraft, 2006).

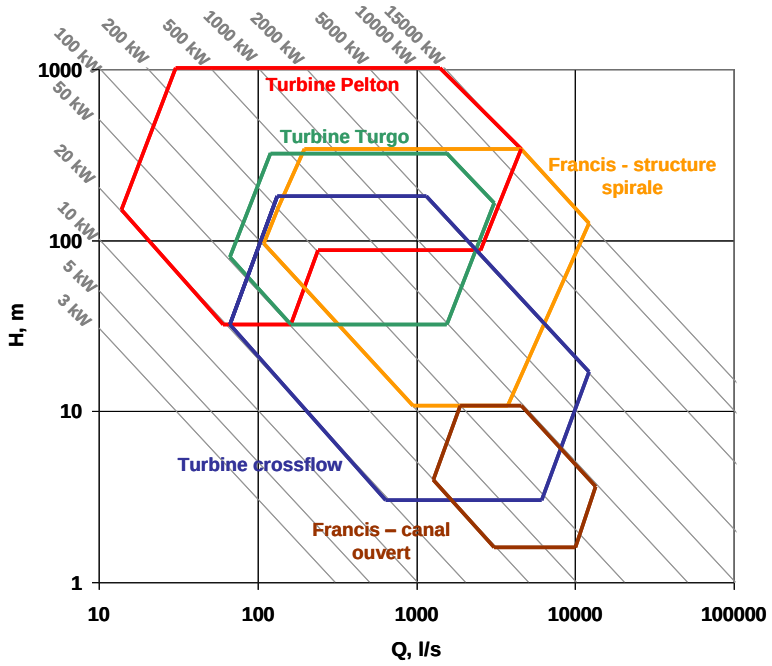


Figure 2.22. Zones d'application des différentes turbines (Stoyanov, 2011 ; Wasserkraft, 2006)

2.5.5. Générateur électrique

Quel qu'en soit le type, les groupes turbines-pompes sont raccordés au réseau électrique par une machine synchrone unique qui joue le rôle de moteur pour la fonction pompe et le rôle d'alternateur pour la fonction turbine.
La pompe nécessite une énergie mécanique en entrée. Cette énergie mécanique est fournie dans la plupart des cas par un moteur. Les deux types de moteurs disponibles sont les moteurs à courant continu et les moteurs asynchrones. Quelques avantages et inconvénients de chaque type de moteur sont donnés dans le Tableau 2.5. (Prensier et Daux, 2006)

Tableau 2.5. Avantages et inconvénients des moteurs asynchrone et à courant continu.

	Moteur à courant continu	Moteur asynchrone
Avantages	Facilité de régulation (variation de vitesse, couple, ...) Rendement de 90%	Fiabilité, nécessite peu d'entretien. rendement de 90%
Inconvénients	Coût d'entretien : le système balai/collecteur est à changer	Difficulté et coût de régulation (nécessite la réalisation de commandes vectorielles)

Le meilleur compromis pour actionner une pompe immergée est le moteur asynchrone. Les sources d'énergie disponibles sur les sites d'extraction d'eau sont différentes. Ceci induit plusieurs modes de fonctionnement du moteur asynchrone. Il fonctionne sur une source de tension alternative en monophasé, diphasé ou en triphasé. Si la source d'énergie est continue, un onduleur est utilisé pour transformer le signal en alternatif.

Dans les centrales hydroélectriques, différents générateurs électriques qui convertissent l'énergie mécanique de la turbine hydraulique en électricité sont utilisés. Les générateurs synchrones à pôles saillants et asynchrones sont les plus utilisés. Les premières machines s'utilisent dans les grandes centrales hydroélectriques (PHE), tandis que les machines asynchrones s'appliquent pour des systèmes de petites et moyennes puissances (Enersol,

2004). Compte tenu de l'objectif de la thèse, à savoir l'étude de différentes structures de systèmes hybrides, il est prévu que les puissances ne soient pas trop élevées. Par conséquent, nous ne présenterons que la modélisation d'un générateur asynchrone pour des études en régime établi.

A titre d'illustration, la Figure 2.23 montre une courbe représentative de la variation du rendement réduit du générateur asynchrone par rapport à la puissance d'entrée réduite (Stoyanov, 2011). Elle a été obtenue à partir des caractéristiques de fonctionnement d'un moteur asynchrone en admettant qu'en régime générateur le rapport entre la puissance d'entrée et celle de sortie reste identique. Pour une valeur donnée de la puissance d'entrée on détermine le rendement, d'où la puissance de sortie. Plus d'informations seront données dans la suite de ce document.

Les moteurs alternateurs synchrones équipant la plupart des centrales existantes de deux types d'architectures des pompe-turbines. La machine synchrone est une machine qui se prête bien au fonctionnement en générateur (alternateur). Elle possède deux entrées de réglage séparées qui sont sa vitesse, qui fixe la fréquence, et son courant d'excitation, qui fixe la tension dans le cas d'une installation autonome. Dans le cas d'un raccordement au réseau, le moteur d'entraînement fixe la puissance fournie et le courant d'excitation permet de régler les échanges de puissance réactive.

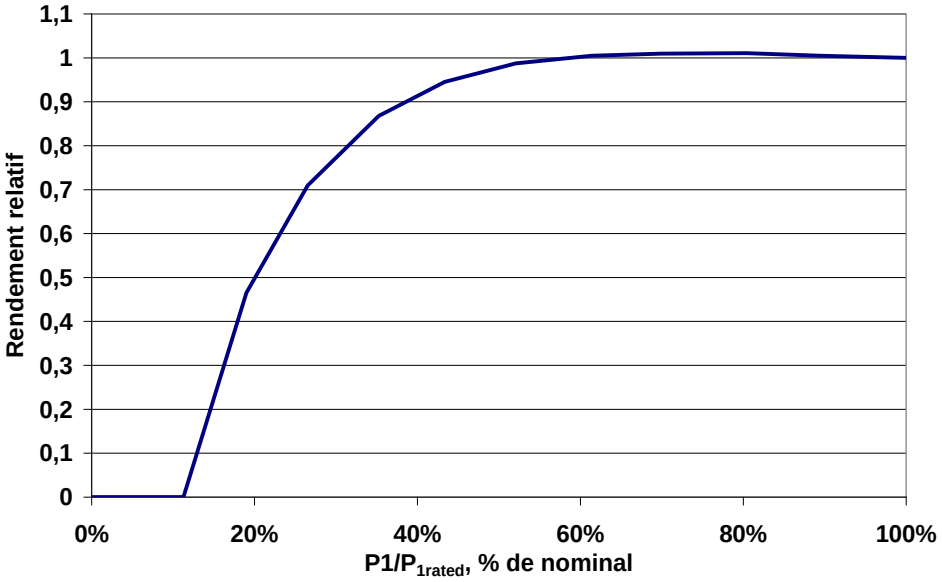


Figure 2.23. Rendement de générateur asynchrone en fonction de la puissance réduite.

2.5.6. Modélisation du groupe Pompe-Turbine – Conversion Hydraulique-Mécanique

Il a été montré dans le chapitre 1 relatif à la bibliographie que la plupart des travaux réalisés sur le couplage des systèmes photovoltaïques-éoliens avec les groupes pompe-turbine considérait un rendement constant pour la turbine et la pompe ; or, il apparaît clairement sur la Figure. 2.21 que ce rendement varie beaucoup en fonction du débit d'eau et que ne pas en tenir compte introduirait des erreurs dans notre modélisation et ce d'autant plus que l'utilisation de sources d'énergie intermittentes implique que les régimes de fonctionnement sont très variable d'un moment à l'autre.

Dans le cas d'un système conventionnel, le groupe pompe-turbine est connecté à une source d'énergie contrôlable ; ainsi, la puissance électrique envoyée à la pompe sera telle que qu'elle fonctionne à rendement maximal ; de même, en mode turbinage, le débit d'eau sera choisi de

telle manière que le turbinage se fasse à rendement optimal. Dans ce cas de figure, l'utilisation d'un rendement constant peut être considéré comme acceptable.
Dans le cas d'un couplage avec un système de production EnR intermittent, la puissance délivrée à la pompe est fortement variable et donc le rendement de pompage peut approcher les 90% mais peut également être autour de 20% (il est cependant toujours intéressant d'utiliser le pompage car dans le cas contraire, la puissance produite par éoliennes et les systèmes PV sera inutilisée et donc perdue. En mode turbinage, la puissance produite par la turbine (couplée à l'alternateur) sera également variable puisque dépendante des besoins en électricité du réseau électrique. Dans ces conditions, considérer un rendement constant du groupe pompage-turbinage n'est pas du tout réaliste.

L'objectif de ce paragraphe est d'optimiser le fonctionnement du groupe Pompe/Turbine réversible. Pour ce faire, nous allons procéder en plusieurs étapes :

- détermination des courbes « Rendement-Débit réduit » du groupe Pompe/Turbine réversible en régime pompage et turbinage ;
- détermination à partir des courbes de rendement précédemment modélisées des courbes caractéristiques « Débit/Puissance mécanique » puis « Débit/Puissance Electrique »;

Le paragraphe suivant traitera du développement d'une méthode d'optimisation du nombre de Pompes/Turbines en fonctionnement et des débits optimisés correspondant pour les deux régimes pompage et turbinage.

Nous considérerons dans notre étude, une pompe réversible pouvant fonctionner dans les deux régimes, ce système a l'avantage de réduire les coûts d'installation mais le désavantage de rendre les deux modes de fonctionnement interdépendant, la puissance nominale en mode pompage étant liée à celle en mode turbinage ; ce type de groupe pompe/turbine réversible est le plus utilisé actuellement dans les STEP.

2.5.6.1. Les deux modes de fonctionnement

Nous allons passer en revue successivement les deux modes de fonctionnement.

<u>Fonction production d'électricité : Mode Turbinage</u>

La chaîne de conversion du groupe Pompe/Turbine en mode turbinage est présentée sur la Figure 2.24 :

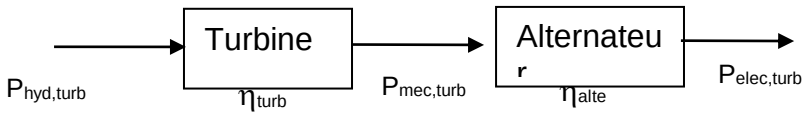


Figure 2.24. Schéma de la chaîne de conversion en mode turbinage.

Notre objectif est de déterminer le débit d'eau Q_{turb} à utiliser par la turbine pour qu'elle produise une puissance électrique $P_{elec,turb}$ à un instant donné (en fait pendant une heure, pas de temps des données utilisées au cours de ce travail), les étapes de ce travail sont schématisées ci-dessous :

$$\boxed{P_{elec,turb} \rightarrow P_{mec,turb} \rightarrow P_{hyd,turb} \rightarrow Q_{turb}}$$

A chaque instant, une puissance électrique $P_{elec,turb}$ doit être produite pour satisfaire la charge complètement ou partiellement, à partir d'une ou de plusieurs turbines, fonctionnant chacune

à un pourcentage de leur charge maximale. Le choix du nombre de turbines et du régime de fonctionnement sera réalisé de manière à ce que l'ensemble du groupe turbinage fonctionne de manière optimale, c'est-à-dire produisant la puissance appelée en utilisant le débit minimal d'eau, c'est l'optimisation qui sera développée dans le paragraphe suivant.

Si on considère un rendement de l'alternateur η_{alte} la puissance mécanique nécessaire pour produire $P_{elec,turb}$ est :

$$P_{mec,turb} = \frac{P_{elec,elec}}{\eta_{alte}} \tag{2.35}$$

Or la puissance mécanique est reliée à la puissance hydraulique par :

$$P_{mec,turb} = \eta_{turb} P_{hyd,turb} \tag{2.36}$$

Avec

$$P_{hyd,turb} = \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb} \tag{2.37}$$

ρ_{eau} est la masse volumique de l'eau égale à 1000 kg.m^{-3}, g l'accélération de la pesanteur $g = 9{,}81 m.s^{-2}$ et ΔH la hauteur manométrique (différence de hauteur entre les deux bassins + pertes de charges singulières et régulières).

La hauteur manométrique ΔH totale dépend du débit d'eau car celui-ci influe sur les pertes de charge à la fois singulières et régulières ; cependant, pour des raisons de simplification, mais tout en gardant une précision suffisante, nous considérerons ces pertes de charges constantes quel que soit le débit et pour une différence de hauteur donnée entre les deux réservoirs.

Le rendement de la turbine dépend du débit d'eau qui la traverse :

$$\eta_{turb} = f(Q_{turb}) \tag{2.38}$$

Ainsi l'équation (2.36) devient :

$$P_{mec,turb} = f(Q_{turb}) \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb} \tag{2.39}$$

De la même manière, l'alternateur a un rendement qui dépend de la puissance mécanique de la turbine à laquelle il est couplé :

$$\eta_{alte} = g(P_{meca,turb}) \tag{2.40}$$

Ainsi, nous obtenons :

$$P_{elec,turb} = \eta_{alte} f(Q_{turb}) \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb} = g\left[f(Q_{turb}) \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb}\right] \tag{2.41}$$

Il conviendra donc de trouver une relation liant directement la puissance électrique de la turbine au débit d'eau qui la traverse puisque notre objectif sera de déterminer de combien le stockage hydraulique diminuera pour une puissance appelée par le réseau donnée.

Fonction Stockage : Mode Pompage

La chaîne de conversion du groupe Pompe/Turbine réversible en mode pompage est présentée sur la Figure 2.25.

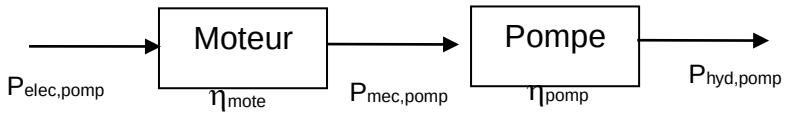


Figure 2.25. Schéma de la chaîne de conversion en mode Pompage

Notre objectif est de déterminer le débit d'eau Q_{pomp} à remonter par la ou les pompes lorsqu'une puissance électrique $P_{elec,pomp}$ en provenance des systèmes EnR intermittent ou d'autres systèmes énergétiques alimentera le groupe Pompe/Turbine réversible à un instant donné, les étapes de ce travail sont schématisées ci-dessous :

$$\boxed{P_{elec,pomp} \rightarrow P_{mec,pomp} \rightarrow P_{hyd,pomp} \rightarrow Q_{pomp}}$$

A un instant donné, une puissance électrique $P_{elec,pomp}$ est fournie à la ou aux pompes ; si on considère un rendement du moteur η_{mote} la puissance mécanique produite $P_{mec,pomp}$ sera :

$$P_{mec,pomp} = \eta_{mote} P_{elec,pomp} \tag{2.42}$$

Le rendement électrique du moteur η_{mote} dépend de la puissance électrique qu'il reçoit du réseau électrique :

$$\eta_{mote} = g'(P_{elec,pomp}) \tag{2.43}$$

Ainsi :

$$P_{mec,pomp} = g'(P_{elec,pomp}) P_{elec,pomp} \tag{2.44}$$

Or la puissance mécanique est reliée à la puissance hydraulique par :

$$P_{mec,pomp} = P_{hyd,pomp} / \eta_{pomp} \tag{2.45}$$

Avec

$$P_{hyd,pomp} = \rho_{eau} g \Delta H Q_{pomp} \tag{2.46}$$

Or le rendement de la pompe dépend du débit d'eau remontée :

$$\eta_{pomp} = f'(Q_{pomp}) \tag{2.47}$$

L'équation (2.45) devient alors :

$$P_{mec,pomp} = \rho_{eau} g \Delta H Q_{pomp} / f'(Q_{pomp}) \tag{2.48}$$

Nous obtenons ainsi :

$$P_{mec,pomp} = g'(P_{elec,pomp})P_{elec,pomp} \Rightarrow P_{elec,pomp} = P_{meca,pomp} / g'(P_{elec,pomp}) \Rightarrow$$

$$P_{elec,pomp} = \left(P_{hyd,pomp} / f'\left(Q_{pomp}\right)\right) / g'(P_{elec,pomp}) \Rightarrow$$

$$P_{elec,pomp} = \left(\rho_{eau} g \Delta H Q_{pomp} / f'\left(Q_{pomp}\right)\right) / g'(P_{elec,pomp}) \qquad (2.49)$$

Il conviendra donc de trouver une relation liant directement la puissance électrique de la pompe au débit d'eau remontée et ce de manière optimale c'est-à-dire en remontant le maximum d'eau avec le minimum de puissance électrique. On pourra ainsi déterminer à partir de la puissance électrique envoyée à la pompe le volume d'eau dont aura varié le réservoir.

2.5.6.2 Informations sur les pompes réversibles

Les quelques données présentées dans ce paragraphe sont issues de deux références (Chapallaz, 2007) et (Stelzer et Walters, 1977). Il n'a pas été aisé de trouver des informations nécessaires à notre modélisation des pompes réversibles car les aspects traités dans la littérature concernent rarement la modélisation énergétique.

Selon Chapallaz (2007), le rendement maximum est obtenu pour un débit égal à 85-90% de débit maximum Q_{max}. Au-dessous de 40% de ce débit maximum le rendement obtenu n'est plus satisfaisant.

En fonctionnement en pompe :

- la vitesse de rotation en service normale est constante ;
- le coup de bélier au démarrage est contrôlé par l'ouverture lente de la vanne en amont ou par mise en vitesse progressive du groupe ;
- en cas de coupure d'alimentation la pompe s'arrête.

En fonctionnement en turbine,

- le sens de rotation en turbine est l'inverse de celui en pompe ;
- le débit au point de rendement maximum est supérieur à celui de la pompe à vitesse de rotation identique (1,2-1,5 fois) ;
- le démarrage du groupe turbogénérateur est obtenu par ouverture contrôlée lente d'une vanne en amont. Le générateur est couplé au réseau lorsque la vitesse de rotation atteint la vitesse synchrone ;
- le coup de bélier au démarrage est contrôlé par la vitesse d'ouverture de la vanne amont ;
- en cas de coupure d'alimentation électrique (perte de réseau) la vitesse de rotation du groupe augmente jusqu'à la vitesse à vide ou vitesse d'emballement ;
- la turbine ne produit de la puissance qu'à partir d'un débit minimum dit débit à vide ;
- jusqu'au débit optimum le rendement augmente rapidement (zone de charge partielle) ;
- au-delà du point optimum le rendement diminue lentement avec l'augmentation du débit.

Si on compare les deux régimes, la valeur du rendement maximal en turbine est très proche du rendement en pompe, généralement légèrement supérieur de 1 à 2%, mais ce n'est pas une règle générale. L'écoulement en régime de pompage est divergent, de l'intérieur vers l'extérieur, ce qui conduit à des pertes plus élevées qu'en régime turbine pour lequel l'écoulement est convergent. Il en découle que lors du choix de la machine, il est préférable

de choisir une pompe légèrement sous-dimensionnée qui travaillera en turbine dans la zone de surcharge.

Les informations suivantes ont été tirées de Stelzer et Walters (1977) :

- le rendement autour de 75 % ;
- le dimensionnement de la pompe-turbine se fait sur la base de la pompe.
- le rendement d'une pompe-turbine peut être supérieur à celle d'une turbine.
- une pompe-turbine a un diamètre supérieur à celui d'une turbine.
- une pompe-turbine ne peut pas générer de la puissance au-dessous de 67% de la hauteur optimal.
- le domaine de hauteur manométrique de fonctionnement est plus étroit pour une pompe-turbine que pour une turbine seule : de 65% à 125% de la hauteur optimale.
- la hauteur manométrique optimale n'est pas la même pour la pompe et la turbine, la hauteur optimale pour la turbine est 125% celle de la pompe.
- problème de cavitation plus important en fonctionnement pompe qu'en fonctionnement turbine.

2.5.6.3. Conversion hydraulique-mécanique - Equation du rendement mécanique en fonction du débit

Nous avons choisi d'utiliser les courbes de rendement d'un groupe Pompe/Turbine. Pour ce faire, nous nous sommes inspirés des courbes présentées :

- d'une part, pour une pompe réversible et issue des Techniques de l'ingénieur par Megnint *et al* (2008) (Figure 2.24) ;
- d'autre part des courbes caractéristiques complètes d'une pompe réversible proposées par Chapallaz (2007) pour une turbine réversible Francis (Figure 2.25).

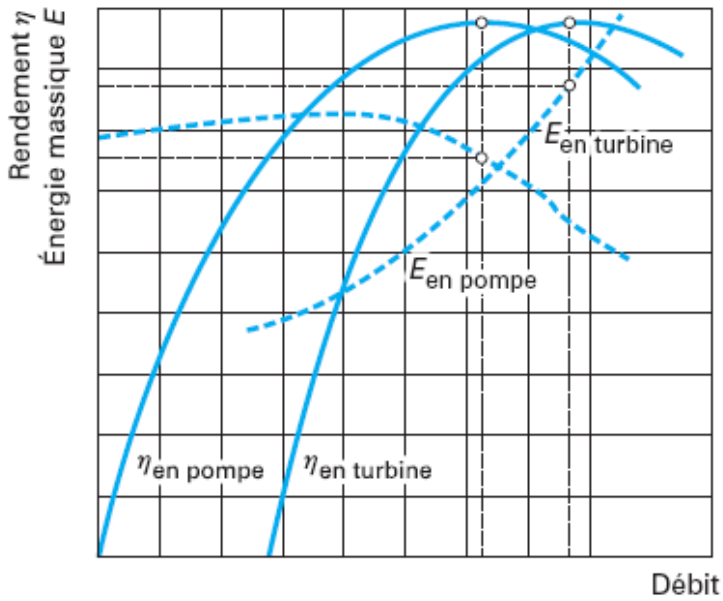


Figure 2.26. Courbes constructeur – Rendement en fonction de débit (ou du débit réduit) - caractéristiques énergétiques et rendement d'une pompe réversible (Megnint *et al*, 2008)

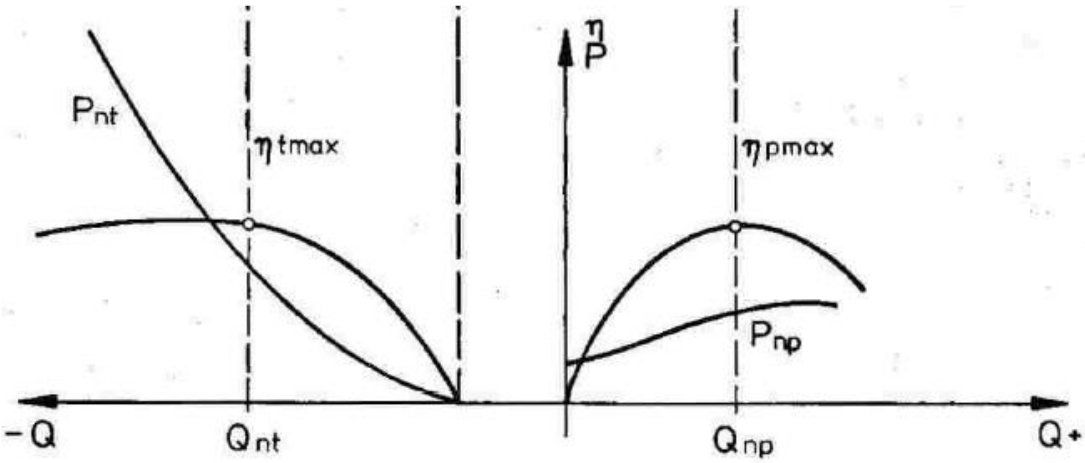


Figure 2.27. Courbes de rendement en fonction de débit caractéristiques pour une pompe réversible (Chapallaz, 2007).

Les débits nominaux en mode turbine et en mode pompe sont différents ; nous avons donc voulu représenter la courbe (rendement-débit réduit) en prenant pour référence le débit nominal de la turbine. Nous avons ainsi obtenu la courbe représentée sur la Figure 2.26.

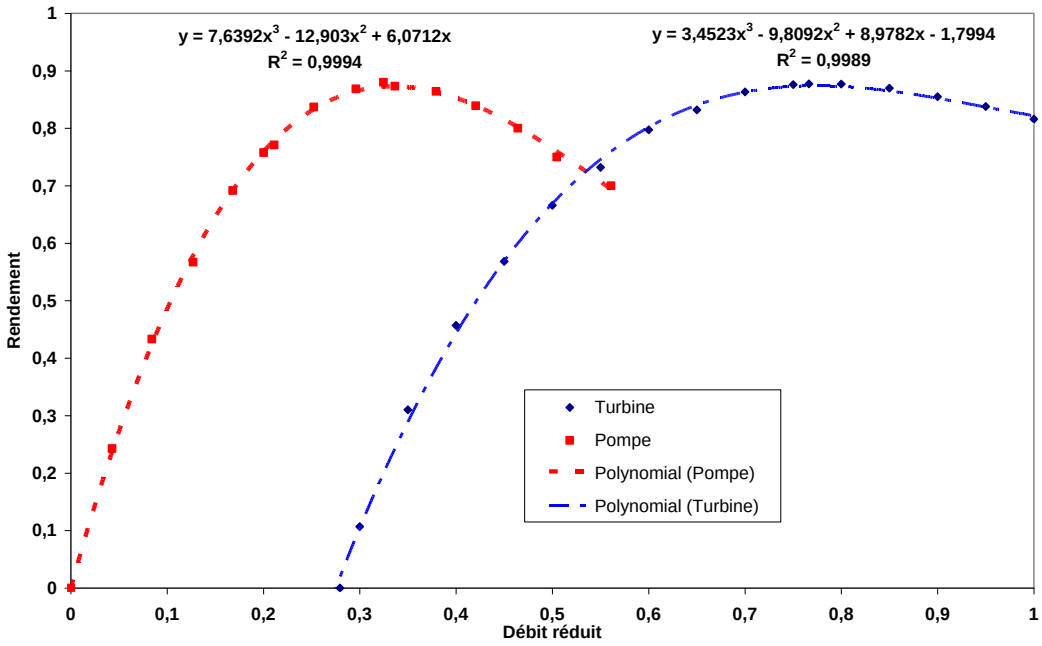


Figure 2.28. Courbes de rendement en fonction du débit réduit, en prenant comme débit nominal de référence celui de la turbine.

On note que le débit nominal de la pompe est égal à 60% du débit nominal de la turbine, sachant que la puissance mécanique de la turbine et de la pompe sont identiques.

Comme il est précisé par Megnint et *al* (2008), les groupes réversibles présentent les avantages essentiels d'une plus grande simplicité d'installation et d'un moindre encombrement. Ces machines réversibles sont aussi moins coûteuses et leur choix s'impose, à priori, lorsque la part du coût de l'équipement électromécanique s'accroît par rapport au coût global de l'installation, et ce, même si, du fait du compromis de tracé de la roue réversible, le rendement énergétique est moindre.

Le défaut principal de la machine réversible est l'exigence de l'inversion du sens de rotation pour passer du fonctionnement turbine au fonctionnement pompe ou vice versa, ce qui allonge

le temps nécessaire à ces opérations. En outre, le démarrage en pompe est moins aisé que pour des pompes seules. Il doit être assuré par des moyens externes à la turbine-pompe tels qu'un moteur poney (moteur asynchrone monté en bout d'arbre), une turbine auxiliaire, un convertisseur statique de fréquence, dos-à-dos avec d'autres groupes, un démarrage asynchrone de l'alternateur-moteur, la pompe étant éventuellement dénoyée pour diminuer le couple résistant.

Un autre inconvénient de la machine réversible est qu'elle ne permet pas de choisir une puissance de turbinage supérieure à celle de pompage ; du fait de la conception même de ces machines, si les vitesses de rotation sont égales pour les deux régimes, ces puissances sont en effet tout au plus sensiblement égales.

2.5.6.4. Modélisation de la pompe réversible en mode Pompage/turbinage.

Sur la Figure 2.26, le débit réduit ou relatif (variant de 0 à 1) est défini par $\left(Q/Q_{turb}^{0}\right)$, Q_{turb}^{0} étant le débit à puissance nominale de la pompe turbine en mode turbinage.

Pour modéliser le rendement de la pompe, nous avons choisi d'utiliser des polynômes du troisième degré (Figure 2.26). Nous retiendrons donc comme équation liant le rendement de la pompe au débit réduit l'expression :

$$\eta_{pomp} = 7{,}6392\left(\frac{Q_{pomp}}{Q_{turb}^{0}}\right)^{3} - 12{,}903\left(\frac{Q_{pomp}}{Q_{turb}^{0}}\right)^{2} + 6{,}0712\left(\frac{Q_{pomp}}{Q_{turb}^{0}}\right) \qquad (2.50)$$

$$\text{avec } 0 \le \left(Q_{pomp}/Q_{turb}^{0}\right) \le 0{,}6$$

Nous avons réalisé le même travail pour la courbe de rendement de la turbine. Cette fois, le débit relatif peut atteindre la valeur unitaire puisque le débit nominal de référence choisi ici est le débit nominal en mode turbinage.

Il apparaît clairement qu'une équation du troisième degré est bien adaptée à notre courbe et nous obtenons :

$$\eta_{Turb} = 3{,}4523\left(\frac{Q_{turb}}{Q_{turb}^{0}}\right)^{3} - 9{,}8092\left(\frac{Q_{turb}}{Q_{turb}^{0}}\right)^{2} + 8{,}9782\left(\frac{Q_{turb}}{Q_{turb}^{0}}\right) - 1{,}7994 \qquad (2.51)$$

$$\text{avec } 0{,}28 \le \left(Q_{turb}/Q_{turb}^{0}\right) \le 1$$

2.5.7. Conversion mécanique – électrique et vice versa – Rendement électrique en fonction de la puissance électrique.

Il convient de convertir maintenant la puissance mécanique produite par la turbine en puissance électrique et inversement de transformer la puissance électrique en puissance mécanique avant de la transmettre à la pompe.

Pour ce faire, nous avons analysé les courbes de rendement d'une machine électrique d'une puissance de 50 MWe fournies par Rizov et Stoyanov (2014). La Figure 2.28 présente les courbes de rendement ainsi obtenues pour respectivement un alternateur et un moteur ; attention l'abscisse de ces courbes est la puissance électrique divisée par la puissance nominale électrique. Cette puissance électrique correspond à la puissance d'entrée dans le cas du moteur (pompage) mais à la puissance de sortie pour l'alternateur (turbinage).

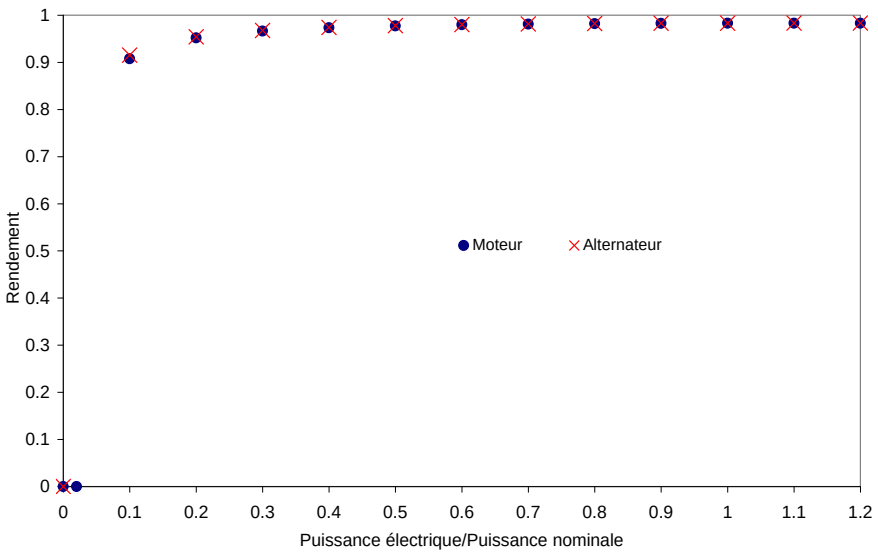


Figure 2.29. Rendement de l'alternateur et du moteur en fonction de la puissance électrique réduite (machine de 50 MW) (Rizov et Stoyanov, 2014)

Si le rendement est nul pour une puissance réduite nulle dans le cas de l'alternateur, il n'en est pas de même pour le moteur qui atteint un rendement nul dès une puissance réduite de 0,02. En fait, dans le cas du moteur, le rendement est le rapport de la puissance mécanique sur la puissance électrique ; les pertes à vide sont de l'ordre de 1 MW pour une machine de 50 MW ce qui implique que tant que cette puissance électrique de 1 MW n'est pas atteinte, aucune puissance mécanique n'est produite ; donc le rendement est nul tant que la puissance électrique n'a pas atteint un certain seuil.

Dans le cas de l'alternateur, le rendement est le rapport de la puissance électrique sur la puissance mécanique et donc il ne peut devenir nul que si la puissance électrique l'est également.

Il apparaît que la forme de la courbe de rendement obtenue est très proche de celle utilisée pour modéliser le rendement des onduleurs (Equation 2.28) (Schmid et Von Dincklage, 1988; Schmid et Schmidt, 1991) et peut être mise sous la forme d'une équation de type:

$$\eta alt = \frac{p}{p + p_0 + kp^2}$$

avec $p = \frac{P_{elec}}{P_{elec}^0}$ la puissance électrique réduite. (2.52)

Nous avons appliqué ce modèle aux deux courbes de rendement précédentes: la courbe relative au moteur étant nulle pour une puissance électrique relative de 0.02, nous avons légèrement modifié la formulation. Ainsi, nous obtenons :

Pour l'alternateur :

$$\eta_{alt} = \frac{P_{elec}}{P_{meca}} = \frac{p}{p + 0{,}00915738 + 0{,}00797107\, p^2} \tag{2.53}$$

Pour le moteur :

$$\eta_{mot} = \frac{P_{meca}}{P_{elec}} \frac{(p-0{,}02)}{(p-0{,}02)+0{,}01010391+0{,}00731429(p-0{,}02)^2} \tag{2.54}$$

Si p <0,02 alors le rendement est nul

Les Figures 2.30 et 2.31 montrent une comparaison entre les deux modèles précédents (Equations 2.53 et 2.54) appliqués au moteur et à l'alternateur et les points expérimentaux correspondant. On constate aisément que ces modèles peuvent être appliqués avec une bonne précision pour représenter le rendement dans le cas des deux machines électriques.

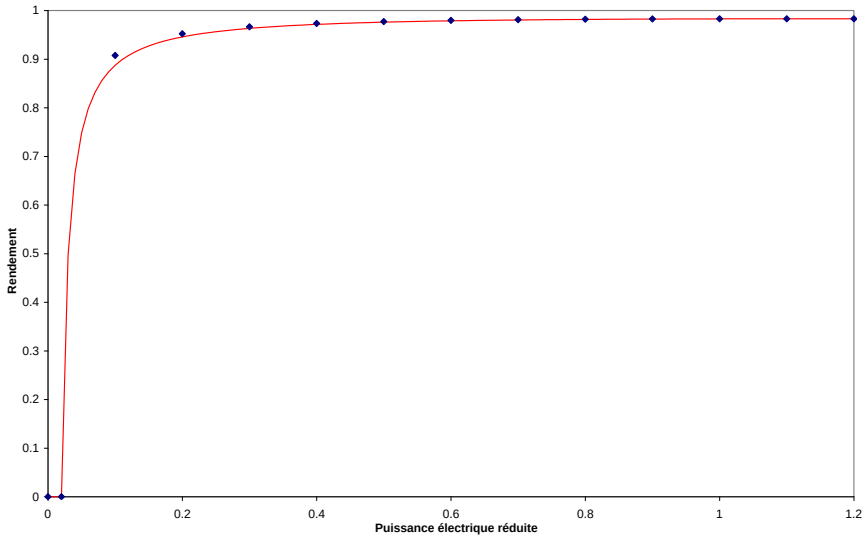


Figure 2.30. Comparaison du modèle (Eq. 2.53) appliqué au moteur

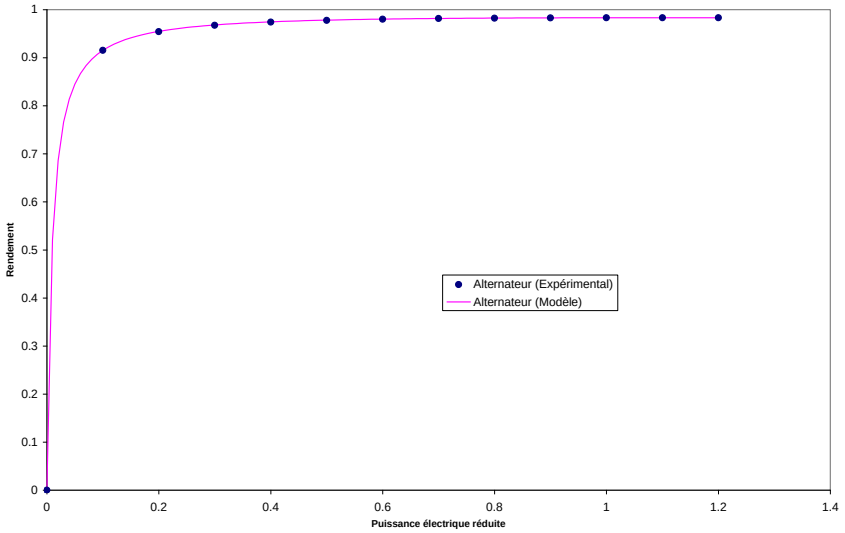


Figure 2.31. Comparaison du modèle (Eq. 2.54) appliqué à l'alternateur

2.6. Obtention des courbes caractéristiques « Puissance électrique Réduite-Débit Réduit »

Il convient maintenant de coupler les deux conversions :

- hydraulique–mécanique puis mécanique-électrique pour la turbine ;
- électrique mécanique puis mécanique-hydraulique pour la pompe.

Comme nous l'avons vu, il convient dans les deux modes de fonctionnement de déterminer le débit pour une puissance électrique donnée de pompe ou de turbine. Plutôt que de résoudre les équations implicites du troisième voire quatrième degré par une méthode numérique difficile de mise en œuvre, nous avons préféré coupler les courbes « Rendement mécanique - Débit Réduit » et « Rendement électrique-Puissance électrique réduite » en courbes caractéristiques « Puissance Electrique Réduite - Débit Réduit ».

La méthode consiste :

- à prendre une situation particulière (qui deviendra par la suite générale puisque nous rendrons toutes les grandeurs adimensionnelles) ; nous avons choisi une différence de hauteur manométrique de 400 m pour une puissance électrique de la machine de 20 MW.
- puis à déterminer la puissance hydraulique nominale de la machine dans sa configuration pompe et turbine en utilisant le rendement à 100% de la puissance de machine dans ses deux configurations ;
- en déduire les débits nominaux en pompage et turbinage ;
- puis à déterminer pour différents débits (d'un débit nul au débit nominal) la puissance électrique en utilisant les courbes de rendement précédemment modélisées ;
- enfin à tracer le débit réduit en fonction de la puissance électrique réduite pour les deux modes de fonctionnement de la machine hydraulique.

Une fois cette méthodologie mise en œuvre, nous obtenons les deux courbes présentées sur la Figure 2.32 pour la machine réversible (débit réduit calculé en fonction du débit nominal en mode turbine).

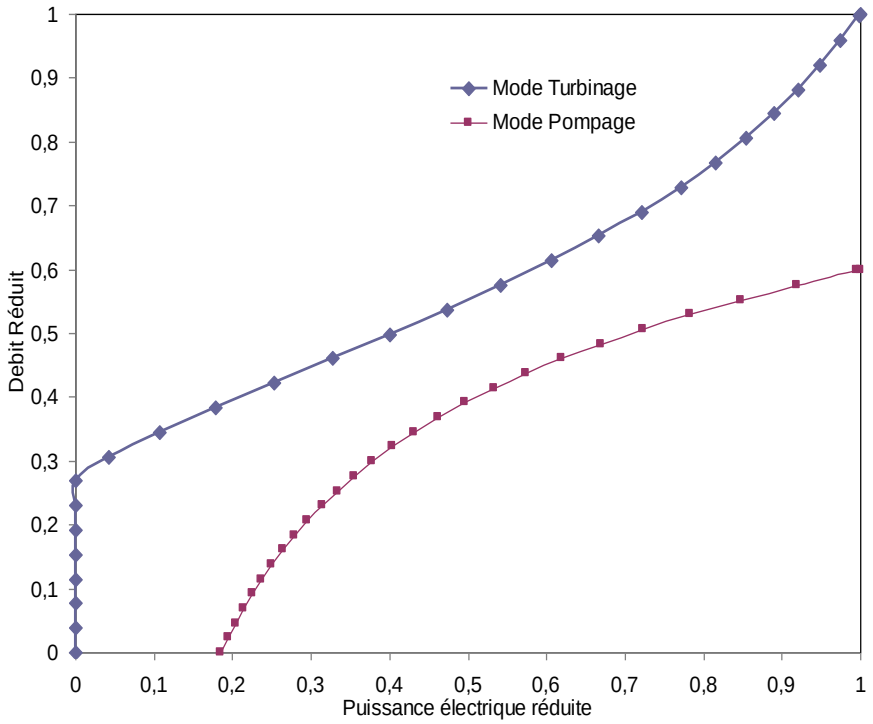


Figure 2.32. Courbes caractéristiques de la machine hydraulique réversible dans les deux modes de fonctionnement.

Nous pouvons d'ores et déjà constater que le fonctionnement d'un ensemble de pompes ou de turbines ou de pompes réversibles peut être optimisé afin que le débit d'eau soit minimum en

turbinage pour une puissance électrique donnée et inversement que le débit soit maximum en pompage pour une puissance électrique délivrée.

Par exemple, à partir de la Figure 2.32., si on utilise deux pompes à 50% de la puissance nominale, le débit réduit remonté par chaque pompe est de 0,39 soit un débit total remonté de 2 x 0,39= 0,78 x le débit nominal en mode turbinage. La même puissance électrique peut alimenter une seule machine à 100% de sa puissance nominale, le débit obtenu alors ne sera que de 0,6 x le débit nominal. On constate par conséquent un gain de l'ordre de 30% sur le débit remonté en utilisant deux pompes à 50% de la puissance nominale plutôt qu'une seule machine utilisée à pleine puissance. **Cet exemple montre clairement l'intérêt de mettre en œuvre une méthode d'optimisation du fonctionnement de ces machines hydrauliques qui fera l'objet du paragraphe 9.**

2.6.1. Méthode d'optimisation de l'utilisation des groupes Pompes-Turbines

Comme nous l'avons vu, le rendement des machines dépend du débit d'eau. Pour obtenir de meilleurs rendements globaux, nous pouvons envisager d'utiliser plusieurs pompe/turbines en parallèle qui fonctionneront chacune à un débit particulier.

Nous ne recherchons pas à optimiser le fonctionnement de chaque machine mais à obtenir le rendement maximum sur l'ensemble des machines.

Nous avons choisi d'utiliser 4 machines en parallèle car c'est le nombre maximal utilisé dans les STEP existantes (Bart, 2013). De plus, il est difficilement envisageable d'utiliser de plus nombreuses machines pour des raisons de coût évidentes. Nous prendrons ici 4 machines hydrauliques de 20 MW et les résultats obtenus seront aisément applicables à plusieurs autres puissances de machines puisque nous avons travaillé en permanence avec des grandeurs adimensionnées. Nous avons choisi une hauteur manométrique de 400 m, ordre de grandeur des hauteurs de chute en région Corse.

Dans le cas du fonctionnement en mode pompage, nous recherchons la configuration qui, pour une puissance fournie à l'ensemble des machines en parallèle, permettra de remonter la quantité maximale d'eau c'est-à-dire aura un débit maximum.

Dans le cas du fonctionnement en mode turbinage, le problème est inversé, nous recherchons la configuration qui, pour une puissance demandée par le réseau, à l'ensemble des machines turbines en parallèle, utilisera le minimum d'eau c'est-à-dire utilisera un débit minimum.

Pour différentes puissances électriques fournies aux groupes pompe/turbine, nous cherchons à optimiser le nombre de pompes en fonctionnement et la puissance relative à laquelle chacune fonctionne.

La Figure 2.33 montre, pour différentes configurations (nombre de pompes en marche et régime de fonctionnement de chaque pompe), le débit résultant, somme des débits de chacune des pompes). L'objectif est, bien entendu, de remonter le maximum d'eau avec une puissance électrique donnée. On constate que le débit total varie de manière importante selon la configuration choisie ce qui confirme l'intérêt de cette optimisation. La configuration optimale pour chaque puissance mise en jeu est représentée par un symbole plus gros. On constate aisément que l'on peut, du simple fait de cette optimisation, augmenter les performances de près de 30%.

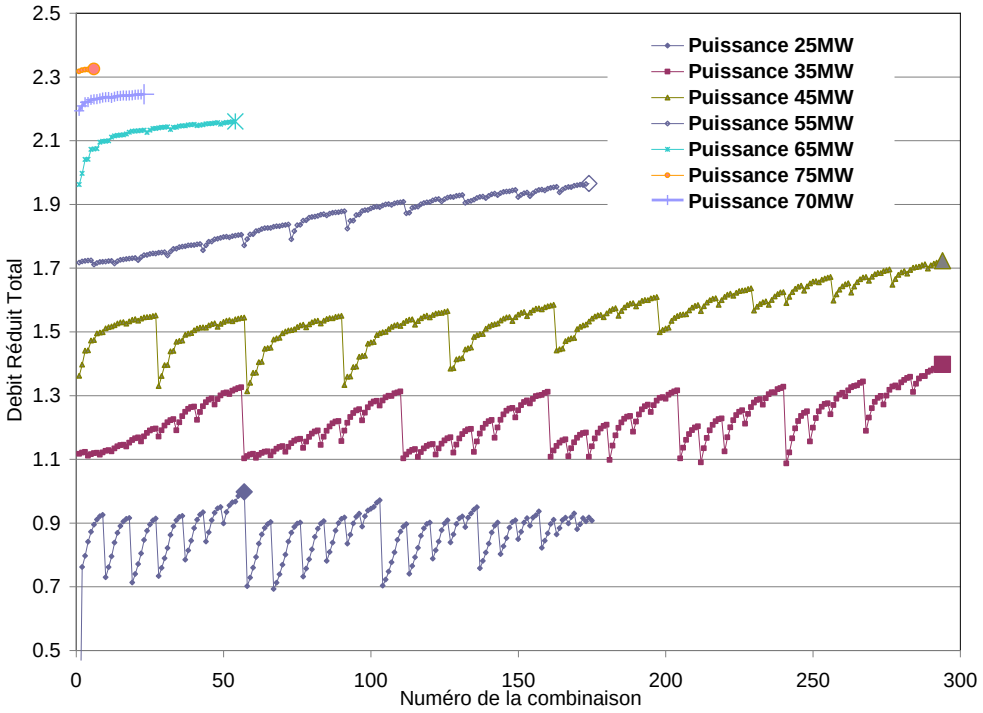


Figure 2.33. Variation du débit remonté en fonction de la configuration choisie pour différentes puissances électriques alimentant les pompes.

Le Tableau 2.5 résume les configurations optimales pour les différentes puissances électriques fournies au groupe de pompage. Il donne le débit pour chacune des quatre machines hydrauliques et le débit total résultant du fonctionnement des 4 pompes.

Tableau 2.6. Configuration optimale pour différentes puissances électriques fournies à la machine hydraulique et débits réduits correspondant (chacune des machines à une puissance électrique nominale de 20 MW).

Puissance	25	35	45	55	60	65	70	75
Nombre de pompes	3	4	4	4	4	4	4	4
Puissance Pompe 1	9	9	11	14	15	17	18	19
Débit Pompe 1	0,359	0,359	0,424	0,496	0,517	0,553	0,569	0,585
Puissance Pompe 2	8	9	11	14	15	16	18	19
Débit Pompe 2	0,319	0,359	0,424	0,496	0,517	0,5357	0,569	0,585
Puissance Pompe 3	8	9	11	14	15	16	17	19
Débit Pompe 3	0,319	0,359	0,424	0,496	0,517	0,5357	0,553	0,585
Puissance Pompe 4		8	12	13	15	16	17	18
Débit Pompe 4		0,319	0,450	0,474	0,517	0,5357	0,553	0,569
Débit total	0,9979	1,397	1,723	1,965	2,068	2,160	2,245	2,325

Cette étude réalisée pour 4 machines hydrauliques de 20 MW (puissance totale de 80 MW) peut être aisément transposée à d'autres puissances. En effet, chaque machine ayant la même courbe de rendement (aussi bien au niveau de la conversion électrique-mécanique que mécanique-hydraulique) et les résultats étant exprimés en termes de débit réduit, on peut généraliser ces résultats.

Par exemple, dans le cas d'une puissance à satisfaire de 35 MW en pompage avec 4 pompes de 20 MW, on trouve que la meilleure configuration est de 4 pompes fonctionnant à un régime de 9 MW pour trois d'entre elles, et de 8 MW pour la quatrième ; elles remontent ensemble un débit réduit de 1,397 (soit un débit de 1,397 x le débit nominale de la pompe

réversible de 20 MW en mode turbinage (Voir Tableau 2.5)). Nous obtenons le même résultat si nous prenons 4 pompes réversibles de 4 MW recevant une puissance électrique de 7 MW avec un fonctionnement optimal obtenu avec 3 pompes fonctionnant à 1,9 MW chacune et la dernière pompe fonctionnant à 1,6 MW pour la troisième et remontant ensemble un débit de 1,397 x le débit nominal de la pompe réversible de 4 MW en mode turbinage.

Pour chaque puissance électrique réduite fournie à la machine hydraulique, nous connaissons donc la configuration optimale et le débit réduit total correspondant. Nous avons donc tracé pour chaque puissance électrique réduite (entre 1 et 4, relative à la puissance nominale d'une pompe réversible donc variant de 1 à 4 pompes) le débit réduit maximum remonté par l'ensemble des 4 machines sur la Figure 2.33.

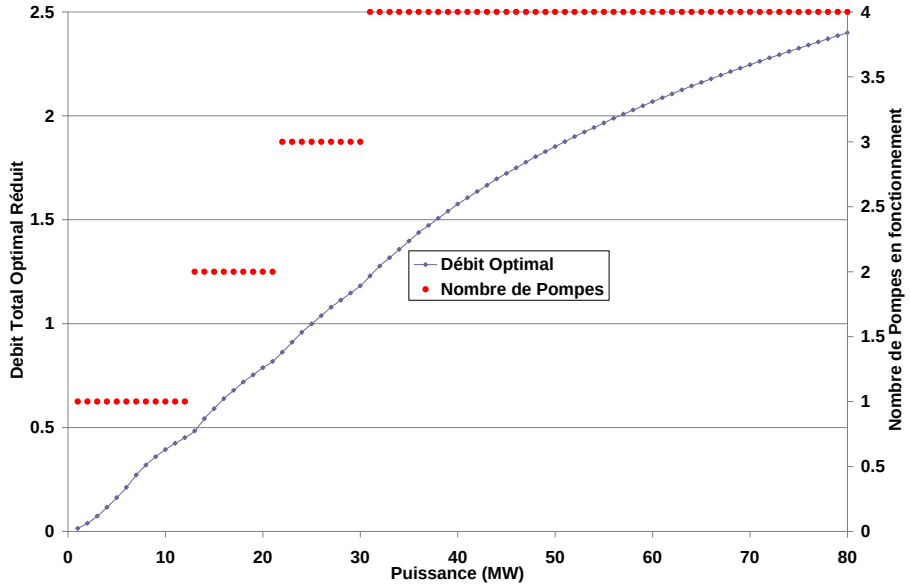


Figure 2.34. Débit réduit optimal pour chaque puissance électrique fournie à la machine hydraulique composée de 4 pompes de 20 MW.

Comme nous l'avons précisé précédemment, cette courbe peut être également présentée avec en abscisse la puissance réduite (Figure 2.34).

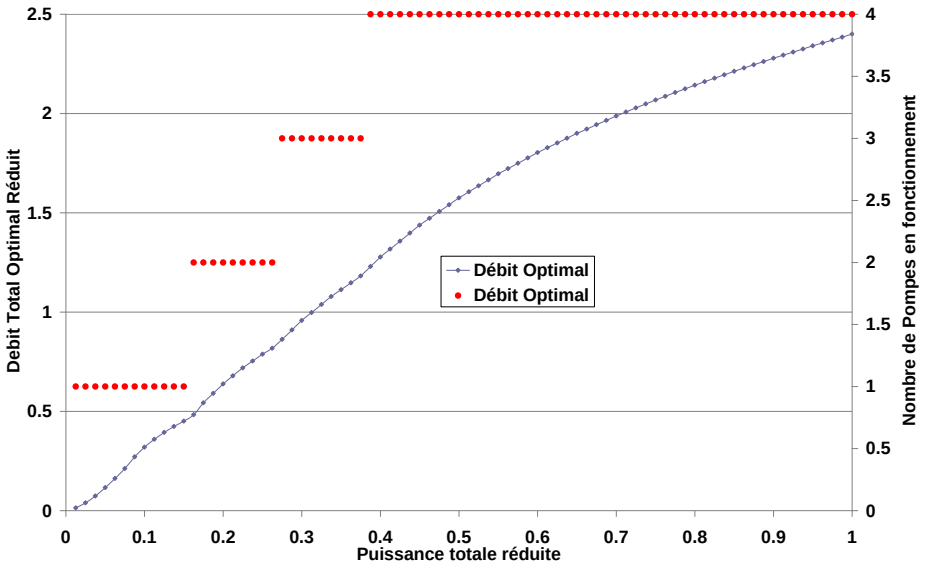


Figure 2.35. Débit réduit optimal pour chaque puissance électrique réduite fournie à la machine hydraulique composée de 4 pompes de 20 MW

2.6.2. Méthode appliquée à la pompe réversible en mode turbinage

Dans le cas du fonctionnement en mode turbinage, le problème est inversé, nous recherchons la configuration qui, pour une puissance à fournir au réseau par l'ensemble des machines en parallèle, utilisera le minimum d'eau c'est-à-dire utilisera un débit minimum.

Comme précédemment, nous avons pris 4 machines hydrauliques d'une puissance de 20 MW électrique chacune et pour différentes puissances électriques demandées par la charge, nous cherchons à optimiser le nombre de turbines en fonctionnement et leur puissance relative. La Figure 2.35 montre, pour différentes configurations (nombre de turbines en marche et régime de fonctionnement de chaque turbine), le débit résultant, somme des débits de chacune des quatre turbines.

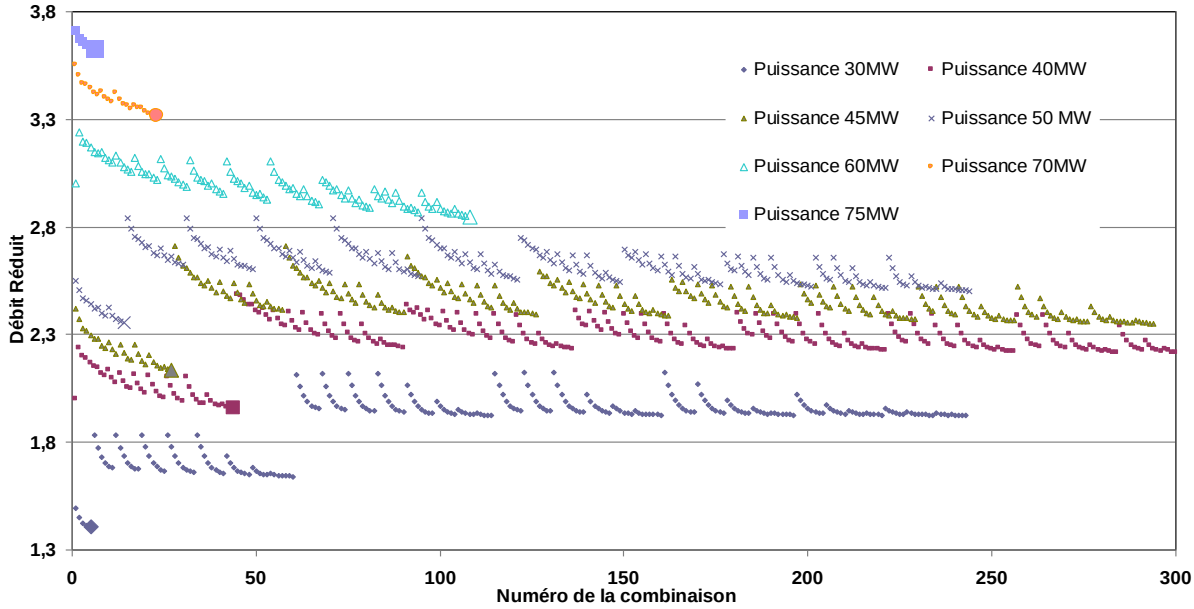


Figure 2.36. Variation du débit utilisé en fonction de la configuration choisie pour différentes puissances électriques demandées par la charge.

Le Tableau 2.6 synthétise les configurations optimales pour différentes puissances électriques fournies à la charge.

Tableau 2.7. Configuration optimale pour différentes puissances électriques fournies par la machine hydraulique et débits réduits correspondant (chacune des machines à une puissance électrique nominale de 20 MW).

Puissance	30	40	45	50	60	70	75
Nombre de turbines	2	3	3	3	4	4	4
Puissance Turbine 1	15	14	15	17	15	18	19
Débit Turbine 1	0,712	0,675	0,712	0,800	0,712	0,856	0,924
Puissance Turbine 2	15	13	15	17	15	18	19
Débit Turbine 2	0,712	0,641	0,712	0,800	0,712	0,856	0,924
Puissance Turbine 3		13	15	16	15	17	19
Débit Turbine 3		0,641	0,712	0,753	0,712	0,800	0,924
Puissance Turbine 4					15	17	18
Débit Turbine 4					0,712	0,800	0,856
Débit total	1,424	1,957	2,136	2,354	2,848	3,315	3,628

Pour chaque puissance électrique fournie par la machine hydraulique, nous connaissons donc la configuration optimale et le débit réduit total correspondant. Nous avons donc tracé pour

chacune de ces puissances électriques réduites le débit minimum utilisé par l'ensemble des 4 machines sur la Figure 2.36.

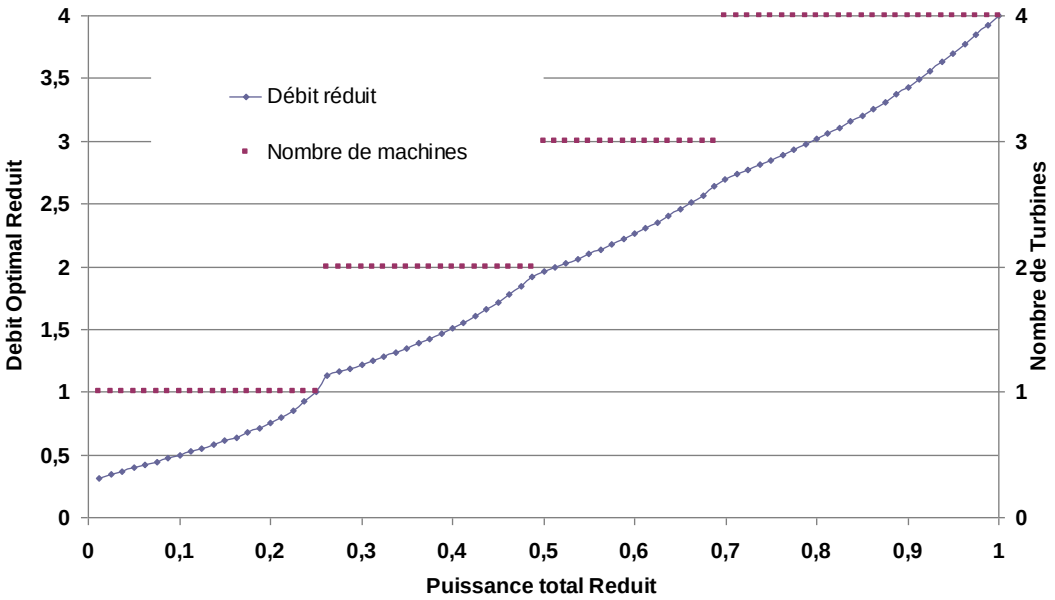


Figure 2.37. Débit réduit optimal pour chaque puissance électrique réduite fournie par la machine hydraulique composée de 4 turbines.

2.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons successivement modélisé le comportement d'un champ photovoltaïque et celui d'un parc éolien puis avons, à partir de courbes de rendements énergétiques de la pompe réversible déterminé les caractéristiques puissances électriques – débit des groupes pompe-turbine.

Après avoir succinctement donné quelques informations sur le développement et fonctionnement des systèmes photovoltaïques connectés au réseau électrique, nous avons présenté plusieurs modèles énergétiques disponibles dans la littérature pour calculer la puissance électrique d'un champ de photopiles à partir de l'éclairement solaire reçu et de la température ambiante. Après une vérification expérimentale, le modèle de Durish a été choisi du fait de sa fiabilité, de sa simplicité de mise en œuvre mais également de sa généralisation à différentes technologies de photopiles, même si nous ne l'appliquerons qu'à des cellules photovoltaïques monocristallines.

L'onduleur, convertisseur DC/AC, a été modélisé à partir de sa courbe de rendement par des équations développées en particulier par Schmidt et qui ont été comparées à des données de producteur d'onduleurs. Sur la base de travaux préalables réalisés par Stoyanov au sein du même laboratoire, une optimisation du couplage champ photovoltaïque/onduleur a été utilisée et permet de travailler ainsi avec un système photovoltaïque optimisé pour la région sur laquelle les simulations sont réalisées.

Nous avons choisi d'utiliser pour décrire le comportement d'une éolienne et d'un parc éolien, le modèle de Pallabazzer qui permet d'obtenir directement la puissance électrique fournie par les aérogénérateurs à partir de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Préalablement, la vitesse du vent mesurée à 10 mètres de hauteur a été « relevée » à la hauteur du moyeu par l'utilisation de la bien connue formule de Justus.

En ce qui concerne le groupe pompe/turbine, nous avons choisi d'utiliser une pompe réversible pouvant passer du mode pompage en mode turbinage en quelques minutes voire secondes; cette solution est moins couteuse car elle ne nécessite qu'une machine hydraulique et elle n'utilise qu'une conduite (pas de nécessité de dérivation) ; par contre, elle ne permet pas d'optimiser le choix de la puissance de la machine car la puissance en mode turbinage est liée à celle en mode pompage ;

A partir de courbes de rendement-débit, nous avons déterminé les courbes (puissance électrique-débit) en mode pompage et turbinage. Ces courbes permettent de déterminer directement en fonction de la puissance électrique fournie à la pompe ou de celle à fournir au réseau par la turbine, le débit d'eau correspondant et par voie de conséquence de calculer le niveau d'eau dans les bassins.

Au vue de ces courbes, il est apparu la nécessité d'optimiser le fonctionnement de ces machines hydrauliques. Nous avons choisi d'utiliser 4 groupes pompe/turbine en parallèle et d'optimiser le nombre et le régime de fonctionnement de chacune d'elle en fonction du débit d'eau pompé ou turbiné. L'objectif étant d'utiliser le débit d'eau minimal en mode turbinage et maximal en mode pompage.

Nous avons donc obtenu des courbes d'optimisation qui du fait de leur absence de dimension peuvent être généralisées à tout ensemble de 4 machines quelle que soit la puissance totale du groupe hydraulique.

Il est important de préciser que tous les modèles utilisés, bien que simples, prennent en compte la variation du régime de fonctionnement :

- pour le système PV, le rendement dépend à la fois de l'éclairement solaire et de la température ambiante ;
- pour l'onduleur, son rendement dépend de la charge soutirée au convertisseur DC/AC ;
- pour l'éolienne, la puissance électrique extraite dépend de la vitesse du vent de manière différente selon le régime de vent ;
- pour les pompes et turbines, le rendement est fortement dépendant de la puissance électrique entrante ou sortante et par voie de conséquence les débits d'eau pompés ou turbinés le sont également.

Cette prise en compte du régime de fonctionnement est importante car elle permet de ne pas faire abstraction de la forte variabilité des sources énergétiques renouvelables qui fait que les flux énergétiques entrant et sortant sont en perpétuelles variations. Cette prise en compte de la variabilité des sources d'énergie distingue nos travaux de la plupart des travaux déjà réalisés et disponibles dans la littérature qui souvent ne considèrent que des rendements constants quel que soit le régime de fonctionnement.

Il apparaît donc clairement que considérer les rendements constants des machines hydrauliques, comme d'ailleurs des champs photovoltaïques ou fermes éoliennes, n'est pas une hypothèse réaliste et ne rend pas compte des performances réelles du système PV-Eolien-STEP que nous étudions.

Chapitre 3

Profil de consommation

Stratégies de fonctionnement du système PV/Eolien/STEP

3.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous commencerons par expliciter les difficultés d'approvisionnement en électricité dues à la nécessité d'atteindre à chaque instant un équilibre parfait entre production et consommation. Nous montrerons que cet équilibre est d'autant plus difficile à atteindre que le réseau électrique est petit et qu'il n'est pas ou peu interconnecté avec les grands réseaux de distribution d'électricité ; cela nous amènera tout naturellement à regarder plus particulièrement ce qui se passe dans les réseaux insulaires. Il sera mis l'accent sur les difficultés rencontrées par les gestionnaires de réseau électrique d'intégrer, parmi leurs moyens de production, des centrales de production à sources renouvelables d'énergie aléatoire appelées également énergies « fatales ».

Ces difficultés et les contraintes de sécurité d'approvisionnement en électricité imposent de limiter la part de la puissance « fatale » injectée dans le réseau à un certain pourcentage de la puissance appelée (en France, 30%). Cette contrainte limite le taux d'intégration des EnR intermittentes dans les réseaux ; les restrictions imposées à la pénétration directe de l'énergie du vent et du soleil sont un obstacle à l'augmentation de l'utilisation des énergies renouvelables ; l'utilisation de moyens de stockage d'énergie permettra d'augmenter la part de ces énergies pour peu que la gestion du stockage soit optimisée.

Nous présenterons ensuite les profils de consommation électrique qui seront utilisés en sortie de notre système. Pour ce faire, nous nous sommes inspirés et rapprochés du profil de consommation réelle de la Corse dont nous disposions des données sur une année au pas de temps semi-horaire. Nous présenterons également de manière succincte le parc de production de l'île et l'empilement des moyens de production.

Enfin, nous présenterons les trois stratégies de fonctionnement de notre système PV/Eolien/STEP au sein des autres moyens de production d'énergie et expliquerons les raisons de ces choix.

L'objective de ce travail est d'étudier en détail la conception optimale du système PV/Eolien/STEP avec des stratégies d'opération qui exploiteront pleinement ou le plus possible le potentiel renouvelable intermittent disponible par l'introduction du stockage sous forme de STEP.

3.2. Problématique de l'approvisionnement en électricité.

L'électricité doit être utilisée immédiatement après avoir été produite ! Le gestionnaire du réseau doit dispatcher l'électricité et assurer un équilibre parfait entre la production d'électricité et la demande. Dans un réseau électrique, l'équilibre en puissance doit être maintenu à chaque instant i.e. la demande en électricité doit être égale à la production d'électricité et réciproquement et ce, à chaque instant. Le réseau doit travailler à une fréquence stabilisée (50 Hz, parfois 60 Hz) ; ainsi, le système de production doit, en permanence, adapter sa production à la consommation (ou réciproquement) soit au niveau des moyens de production soit au niveau du centre de dispatching (Notton, 2015).

En mode normal, il y a équilibre (Figure 3.1): la production est toujours égale à la consommation et la fréquence varie très peu autour de la fréquence de référence. Si la fréquence diminue de manière soudaine suite à la perte d'un moyen de production ou d'un passage nuageux au-dessus d'une centrale photovoltaïque, cet équilibre est rompu ; dans ce cas une augmentation rapide de puissance électrique délivrée par un moyen connecté doit se produire (par exemple, une augmentation de la puissance produite d'un moteur diesel

fonctionnant à charge partielle) ou le démarrage d'un nouveau moyen de production est nécessaire. Mais la vitesse de montée en puissance d'un moyen de production et son temps de démarrage ne sont pas instantanés comme l'illustre le Tableau 3.1 (Saguan, 2007). Comme ces temps sont longs, la mise en marche d'un nouveau moyen de production doit être anticipée ; on note dans le Tableau 3.1 que seules les centrales hydrauliques démarrent rapidement, suivies par les turbines à combustion (fuel léger ou gaz), les moteurs à combustion interne (fuel lourd ou gaz) ont besoin d'environ 45 min pour débuter leur production.

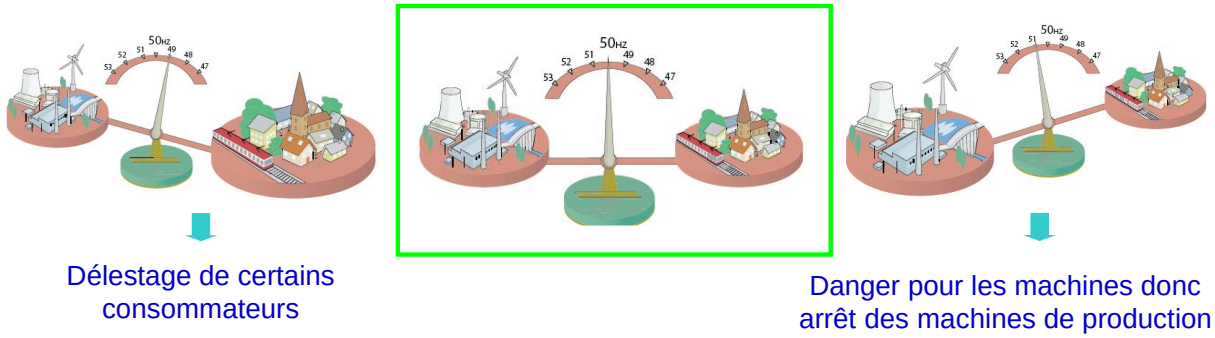


Figure 3.1. Illustration de l'équilibre production/consommation.

Tableau 3.1. Caractéristiques des centrales de production d'électricité (Saguan, 2007)

Type	Taille (MW)	Capacité mini de production	Vitesse de montée en puissance par min	Temps de démarrage (heures)
Centrale nucléaire	400–1300 par réacteur	20%	1%	40 (froid)-18h (chaud)
Centrale thermique vapeur	200–800 par turbine	50%	0.5%-5%	11-20h (froid)-5h (chaud)
Centrale thermique à combustion	1–200	50% - 80%	10%	10 min-1 h
Centrale cycle combiné	100–400	50%	7%	1-4h
Centrale hydraulique	50–1300			5 min
Turbine à combustion (fuel léger)	25			15-20 min
Moteur à combustion interne	20	65%		45-60 min

Si une augmentation de la consommation et par conséquent le démarrage d'un nouveau moyen de production n'est pas anticipée, le déséquilibre va se poursuivre et il sera nécessaire de déconnecter une partie de la charge. Si cette déconnection est trop faible ou insuffisante, il y aura black-out. De manière similaire, si la charge est plus faible que la production, la fréquence va augmenter ce qui induit un danger pour les machines électriques, le système de sécurité arrêtera alors ces machines ce qui conduira à une défaillance du réseau.

Il apparaît donc que même avec des moyens de production conventionnels et contrôlables, la gestion de l'équilibre offre/demande à chaque instant est compliquée pour le gestionnaire du réseau électrique.

Tant l'énergie éolienne que solaire se caractérise par son intermittence et son caractère fatal : le producteur ne peut piloter sa production. C'est un handicap réel, car ces sources peuvent ne pas produire au moment de la demande la plus forte, et à l'inverse produiront, au moment où le réseau n'en a pas besoin, une énergie fatale, excédentaire et au final gênante.

L'intermittence va par essence à l'encontre d'une production adaptée au profil de la consommation. L'énergie éolienne peut connaître des sautes brutales de production (lorsque le vent dépasse la vitesse maximum acceptable, toutes les machines du champ vont s'arrêter au même moment par mise en sécurité automatique). Les gestionnaires de réseaux considèrent que ce problème est gérable par les moyens courants tant que la puissance injectée sur le

réseau ne dépasse par un certain seuil donné en pourcentage de la puissance consommée (30% de la puissance active totale sur le réseau selon le Décret français du 28 Avril 2008).

L'utilisation de systèmes éoliens ou photovoltaïques induisent deux contraintes majeures (EDF, 2009 ; Pestourie, 2013 ; Robyns *et al*, 2006) :

- les contraintes dues à la source : pas de puissance garantie due à l'intermittence de la source qui induit une obligation de disposer d'autres moyens en réserve capable de compenser les variations en puissance et de réagir immédiatement (en augmentant ou diminuant leur production à court terme). Ces sources « fatales » ne sont pas toujours disponibles quand on en a besoin et sont parfois présentes quand le réseau n'en a pas besoin, leur production étant alors excédentaire.
- des contraintes techniques : les systèmes PV et éoliens n'ont pas d'inertie et sont sensibles aux variations de tension de de fréquence du réseau qui coupent la production et aggravent les incidents. De plus, ils ne participent pas au « service système », à la stabilité et à la qualité du réseau électrique (régulation de tension et de fréquence), ces systèmes agissent comme des générateurs passifs d'un point de vue électrique.

La première contrainte implique que les systèmes de production conventionnels doivent fonctionner à charge partielle afin de pouvoir réagir rapidement à une variation brusque de la puissance produite par le système PV ou éolien ; dans ce cas, le rendement du moteur conventionnel est réduit, d'où une augmentation de la consommation en fuel par kWh produit, et une augmentation du coût de production. Il est donc impossible d'optimiser le fonctionnement des moyens de production conventionnels.

La seconde contrainte implique d'avoir une régulation en tension et en fréquence réalisée par une centrale électrique conventionnelle qui doit donc être en fonctionnement en permanence.

Le problème est d'autant plus important que le territoire n'est pas étendu et pas interconnecté (ou peu) avec les autres réseaux de distribution :

- le fait que ce territoire ne soit pas étendu diminue l'effet de foisonnement c'est-à-dire l'effet de lissage dû à la répartition des moyens de production intermittente sur des grandes distances : Les productions des systèmes PV ou éoliens répartis sur les îles varient dans le même sens, compliquant le travail du gestionnaire de réseau ; de plus, il y a de plus grandes difficultés pour prédire la production mais aussi la consommation: les modèles sont moins fiables principalement à cause de l'absence d'effet de foisonnement.
- le fait que le territoire ne soit pas interconnecté l'oblige à atteindre seul l'équilibre offre-demande, il ne peut demander une puissance supplémentaire à l'extérieur en cas de besoin ni se débarrasser d'un excès de puissance en cas de surproduction.

C'est en fait le cas de tous les territoires insulaires (Notton, 2015) pour lesquels on constate d'importantes pertes électriques dans les réseaux, un nombre important de défauts et de coupures d'approvisionnement, un cout du kWh produit entre 3 et 4 fois supérieur à ceux des réseaux continentaux.

Ainsi dans les îles, plus qu'ailleurs la contrainte de ne pas dépasser 30% de puissance intermittente dans le réseau est un obstacle au développement des énergies renouvelables intermittentes. A l'heure actuelle, lorsque la puissance intermittente EnR dépasse cette limite, les éoliennes ou les centrales PV sont déconnectées comme l'illustre la Figure 3.2.

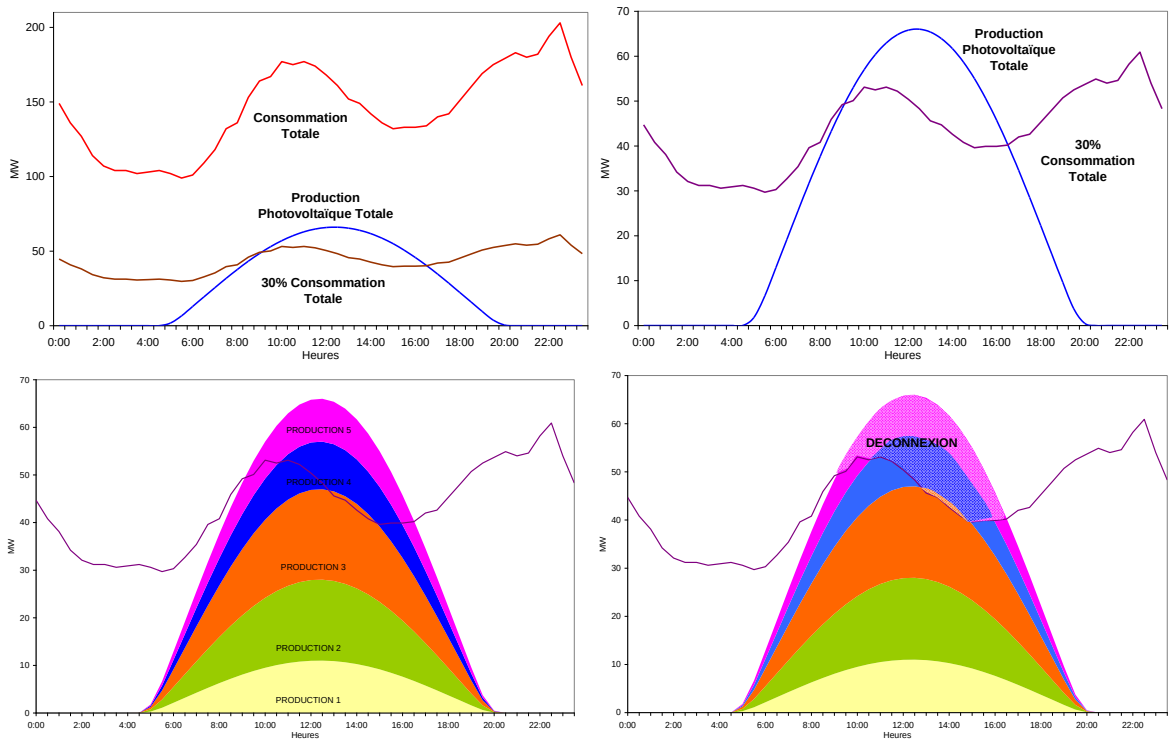


Figure 3.2. Illustration de la déconnexion partielle ou totale de fermes photovoltaïques due au seuil maximum de 30%.

A titre d'exemple, en Corse, la consommation minimum est atteinte fin Mai ou début Juin, lorsque la température ne nécessite plus de besoin en chauffage et que l'afflux touristique n'a pas encore commencé. Ainsi, de nombreuses déconnexions de centrales photovoltaïques ont lieu.

Pour limiter voire annihiler ces déconnexions et permettre un plus haut taux d'intégration de ces énergies dans les réseaux électriques de manière générale, mais insulaire plus particulièrement, la mise en place de moyens de stockage avec une gestion optimisée est absolument nécessaire.

3.2.1. Situation énergétique de la Corse

Nous allons brièvement présenter la situation énergétique de la Corse car elle servira de base pour notre profil de consommation et pour les hypothèses qui seront prises dans ce travail au niveau de l'empilement des moyens de production d'énergie et des stratégies de fonctionnement du système électrique.

La Corse a une superficie de 8 680 km² et sa population est estimée à 316 578 habitants en 2012 (estimation INSEE au 01/01/2012). La densité de population est de l'ordre de 36 habitants au km².

La Figure 3.3 présente les différents moyens de production électrique présents sur l'île.

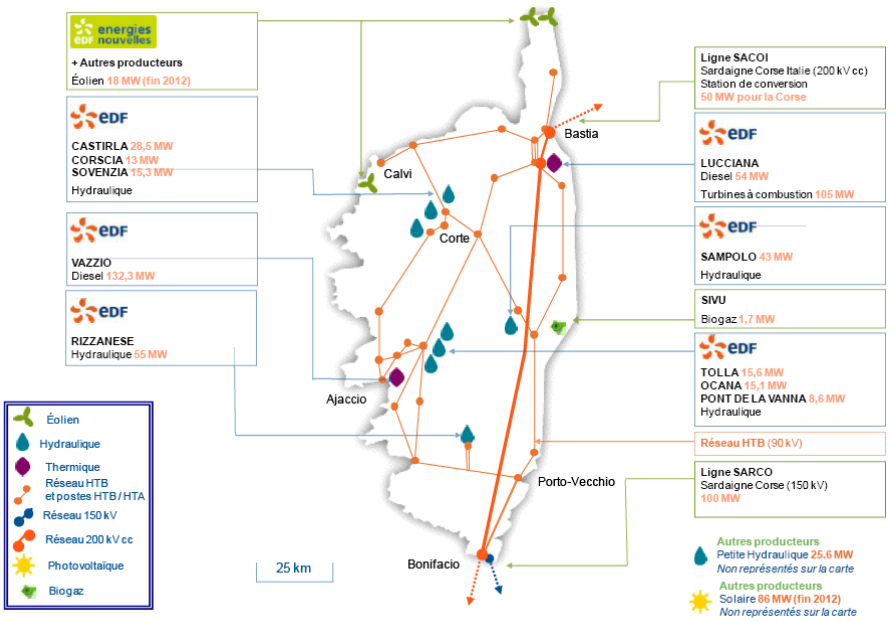


Figure 3.3. Répartition territoriale des moyens de production d'électricité en Corse (EDF SEI, 2013)

La Corse est connectée à l'Italie partiellement par 2 câbles:

- un câble SACOI (Sardaigne-Corse-Italie) de 50 MW, 200 kV DC, cette puissance est garantie;
- un câble SARCO (SARdaigne-COrse) de 100 MW AC (la puissance disponible pour alimenter la Corse dépend des besoins de la Sardaigne, celle-ci est négociée chaque 3 jours avec ENEL, compagnie d'électricité italienne) ;

Deux centrales fonctionnent au fuel : Vazzio et Lucciana: 7 x 18,9 MW (132,3 MW) et 5 x 10,9 MW (54,5 MW) moteurs fuel lourd. La nouvelle centrale de Lucciana 7 x 18,3 MW (128,1 MW) fuel léger convertible gaz a été mise en service fin 2013.

L'hydraulique est utilisée en hiver et des turbines à combustion (TAC) utilisées en pointe (Fuel léger).

La répartition des moyens de production en puissance installée avant et après 2013 est illustrée sur la Figure 3.4.

Si l'on observe maintenant la répartition de la production électrique en 2012 et 2013 (Figure 4.5), on constate qu'elle varie légèrement : 2 197 GWh en 2012 avec une pointe à 530 MW (pas d'épisode de froid durant l'hiver) contre 2 235 GWh en 2013 avec une puissance de pointe de 495 MW (pas d'épisode de froid également).

La part des EnR a été de 21,6% (dont 5,9% d'EnR intermittentes) en 2012 contre 33,2% (dont 6% de fatales) en 2013 ; l'hydraulique a produit 598 GWh en 2013, niveau jamais atteint auparavant et en hausse de 78% par rapport à 2012 due principalement à la mise en route d'une nouvelle centrale hydraulique de 55 MW sur le Rizzanese.

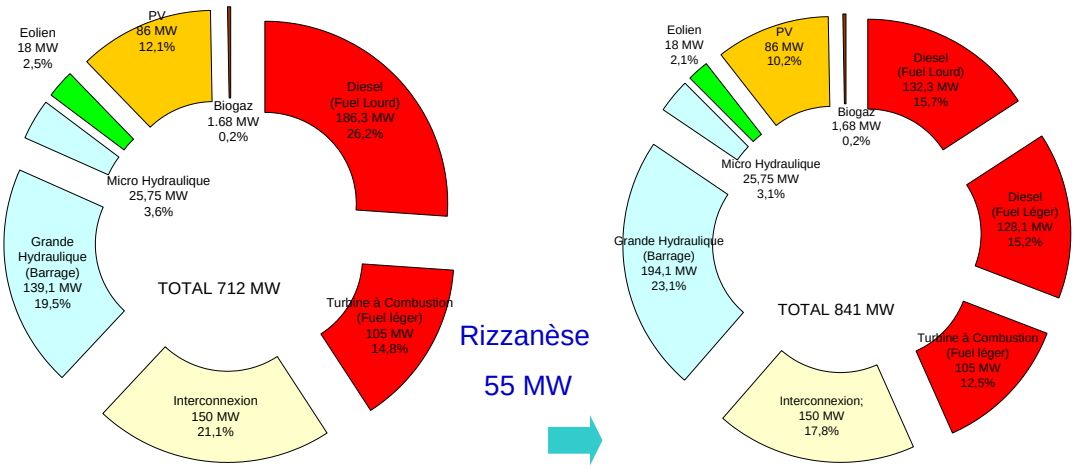


Figure 3.4. Répartition des moyens de production en puissance installée

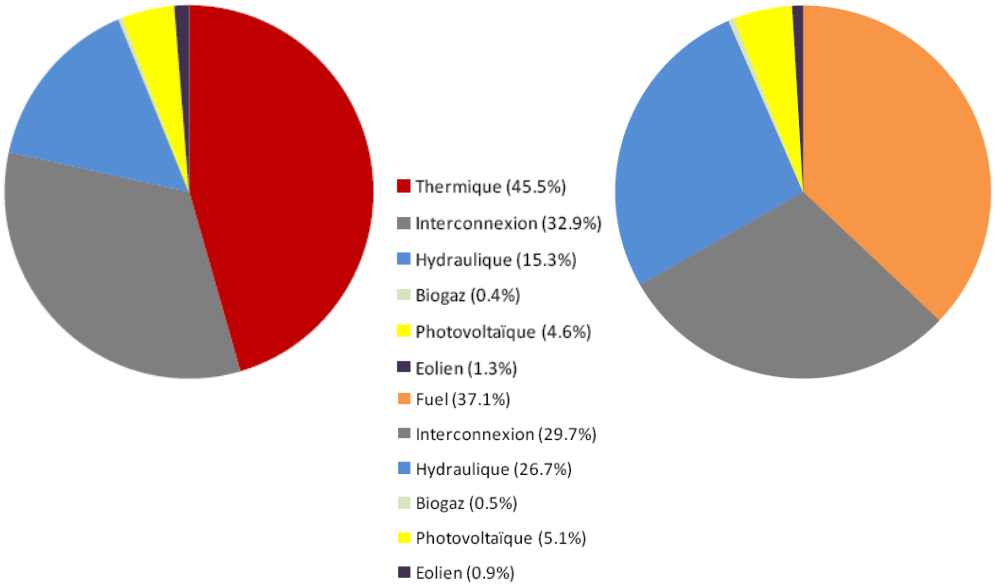


Figure 3.5. Mix Energétique en 2012 et 2013 (Répartition en énergie produite)

Si l'on observe la répartition mensuelle de ces productions (Figure 3.6) on constate que les pointes de consommation ont lieu en hiver dues au chauffage des habitations ; une remontée de la consommation a lieu pendant la saison estivale à cause de l'arrivée massive des touristes (près de 2 millions par an). Les périodes les moins énergivores sont Mai et Octobre car la température est toujours douce et les flux touristiques moins importants.

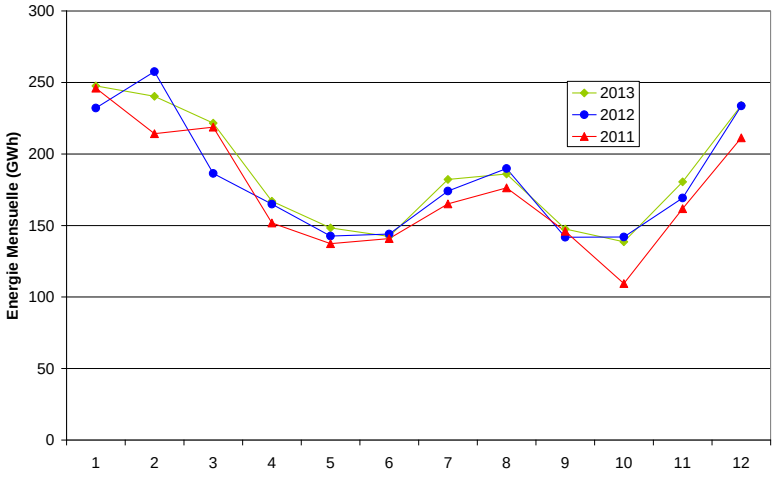


Figure 3.6. Répartition mensuelle des énergies produites.

Les profils journaliers de consommation sont présentés sur la Figure 3.7, pour 2010 et 2012. On note qu'en intersaison la consommation est faible est descend jusque 120 MW ce qui implique que la puissance électrique injectée sur le réseau par les parcs éoliens et photovoltaïques ensemble est alors limitée à 40 MW ce qui est bien au-dessous de la puissance installée actuellement sur l'île (Figure 3.8).

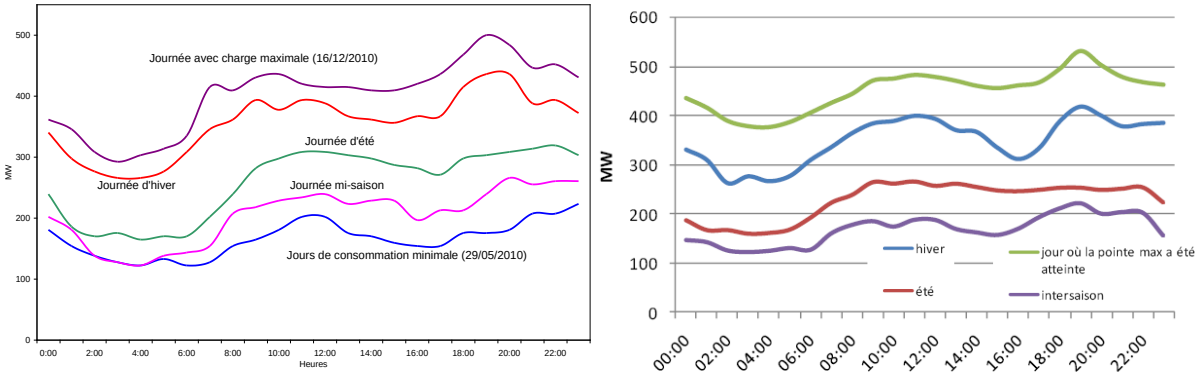


Figure 3.7. Profil de consommation saisonnier pour 2010 et 2012.

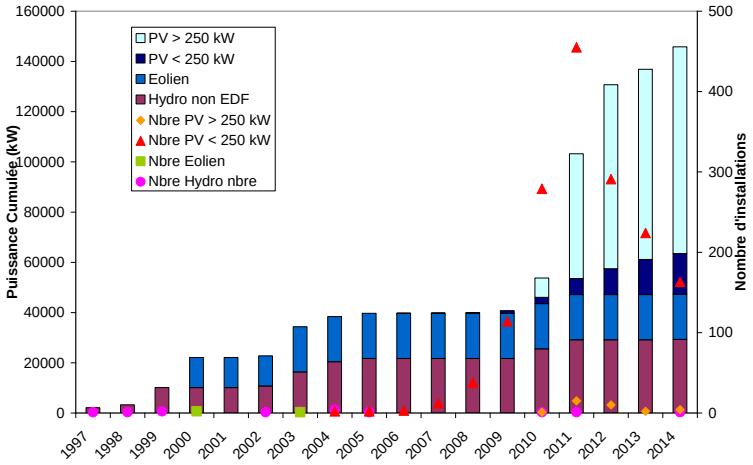


Figure 3.8. Puissance installée d'éolien et de PV en Corse.

Il est important de connaître comment se fait la gestion des moyens de production, c'est-à-dire de savoir quels sont les ordres de priorité. La Figure 3.9 montre l'empilement des moyens de production selon la saison pour 2012. Ces graphiques (EDF SEI, 2013) permettent de

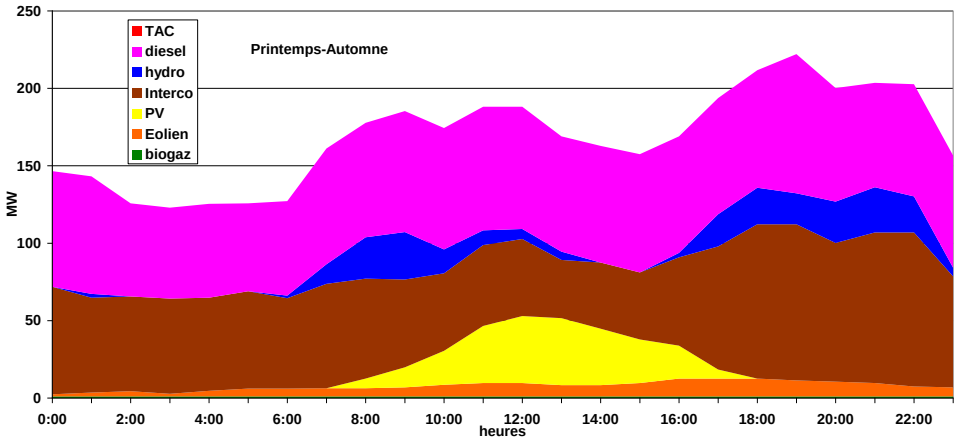
comprendre le rôle de chaque palier de production: les importations constituent principalement de l'énergie de base, les centrales diesels fonctionnent en base/semi-base, les réserves hydrauliques sont sollicitées principalement l'hiver, tandis que les TAC (Turbines à combustion) apportent un complément de puissance en hiver, mais aussi en été lorsque le fonctionnement des lacs est contraint par le maintien d'un approvisionnement en eau potable lors de la saison touristique ou la fourniture d'eau agricole et également sur incident. On note, sur la Figure 3.9, la faible participation de l'hydraulique en été, certains barrages ont également des fonctions d'approvisionnement en eau potable ou eau d'irrigation prioritaires sur les besoins en électricité

La sûreté du système électrique corse nécessite, entre autres, de supporter la perte instantanée de moyens de production suite à événement fortuit. Or la perte de la liaison SARCO peut entraîner la perte de la production éolienne et photovoltaïque ainsi que celle de la station de conversion (SCC - SACOI) de Lucciana, entrainant ainsi un black-out complet de l'île.

Le plan de défense de sûreté du système électrique corse est efficace, face à un événement de cette nature, tant que la somme de la puissance injectée sur le réseau, à tout instant, par les EnR intermittentes (éolien et photovoltaïque), SARCO et la SCC de Lucciana (SACOI) ne dépasse pas une certaine limite par rapport à la charge totale instantanée compatible avec la charge pouvant être délestée.

La liaison DC SACOI de 50 MW est toujours disponible quelle que soit la saison.

La puissance de la liaison SARCO était de 80 MW début 2008. Le renforcement du réseau électrique Bonifacio – Porto-Vecchio (novembre 2010) a permis une augmentation de puissance de la liaison SARCO à 100 MW. La puissance disponible sur SARCO durant l'été dépend des contraintes du côté Sarde et varie donc selon la saison (nous en tiendrons compte dans l'élaboration de notre profil de consommation).



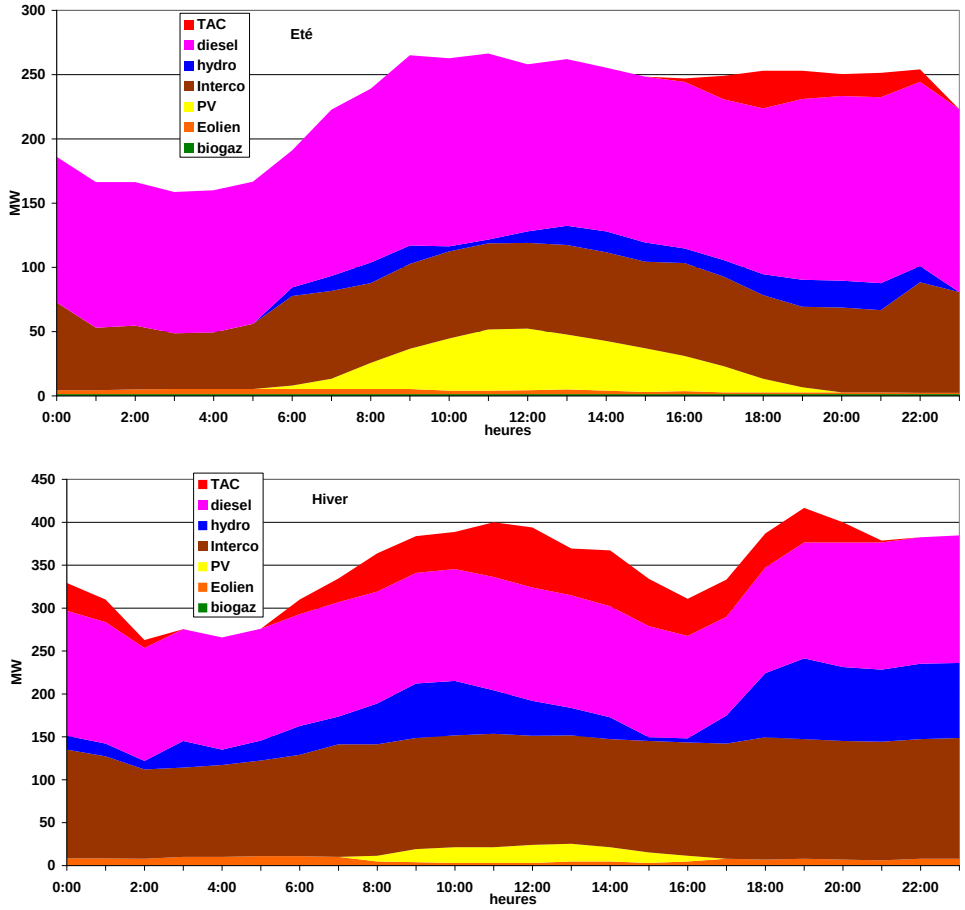


Figure 3.9. Empilement des moyens de production selon la saison en 2012 (EDF SEI, 2013)

La Figure 3.10 montre cet empilement pour la journée de production maximale (07 Février), on constate aisément que les turbines à combustion utilisées pour satisfaire les pointes de consommation et dont le coût de production est énorme sont en fonctionnement toute la journée. L'introduction d'une STEP couplée à un taux plus élevé d'énergies renouvelables intermittentes pourrait permettre de diminuer et de limiter le recours aux turbines à combustion fort couteuses pour le producteur d'électricité et donc pour l'usager.

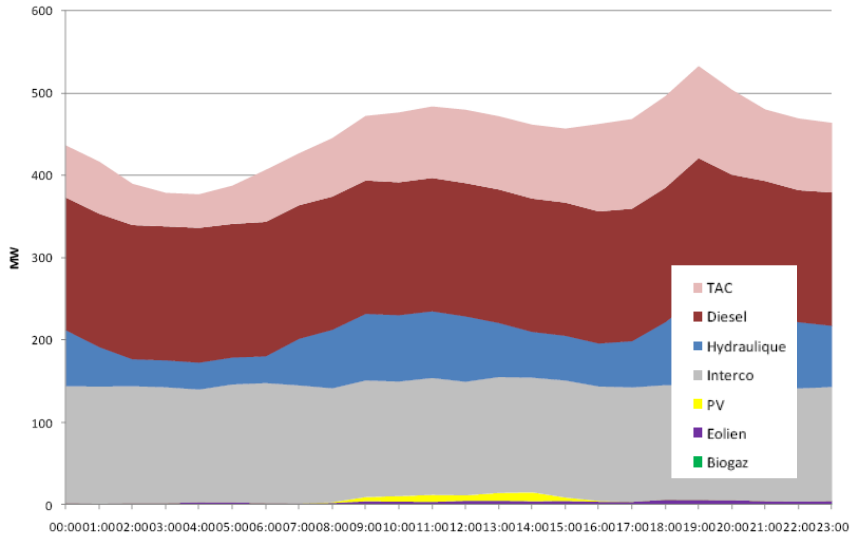


Figure 3.10. Empilement des moyens de production pour la journée de consommation maximale.

3.2.2. Elaboration du profil de charge

Nous disposons des données de consommation de la région Corse au pas de temps de la demi-heure pour l'année 2008.

Les hypothèses relatives aux profils de consommation que nous utiliserons dans ce travail et tirées des observations déduites de la Figure 3.9, même si il ne s'agit pas de la même année de référence, sont les suivantes :

- le câble DC de 50 MW est en fonctionnement en permanence ;
- le câble AC de 80 MW (en 2008) produit 70 MW en hiver, 50 MW au Printemps-Automne et 25 MW en été ;
- 8 moteurs de 20 MW sont disponibles (ils étaient au nombre de 7 à Lucciana (7 x 16 MW = 112 MW) et de 7 au Vazzio (7 x 19 = 133 MW) soit une puissance totale de 320 MW contre 160 MW dans notre profil) ;
- pas de moyens hydrauliques car il est trop difficile d'estimer leur production liée aux disponibilités des ressources en eau qu'il serait alors nécessaires de prendre en compte ; le fait de ne pas prendre en compte les moyens hydrauliques classiques font que notre étude de cas sera très éloignée de celle de la Corse ;
- une puissance d'éoliennes et de systèmes photovoltaïques variable : en 2008, il y avait 18 MW d'éolien pour 274 kW de PV ; fin 2014, on compte environ 100 MW de PV pour 18 MW d'éolien sur l'île.

Nous faisons intervenir, par ordre prioritaire d'empilement :

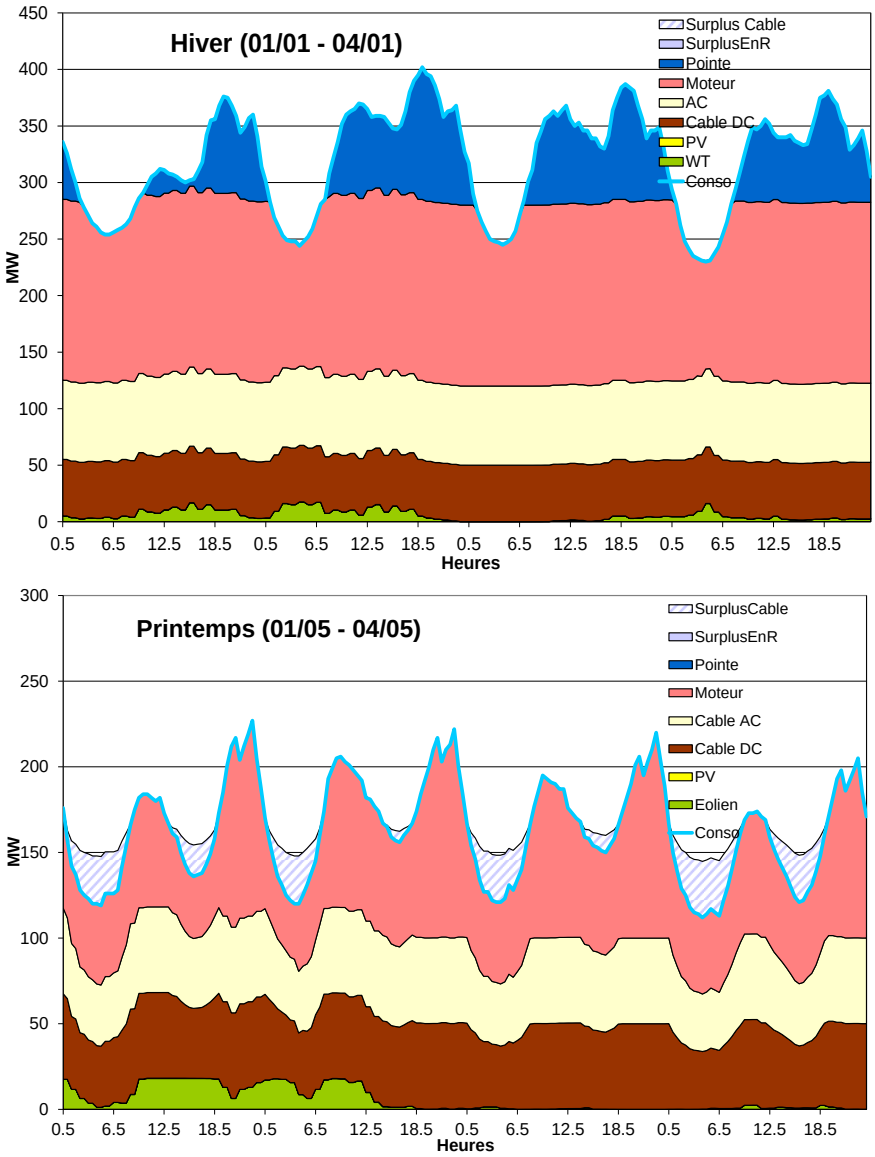
- le câble DC à puissance maximale soit 50 MW ;
- le câble AC à puissance dépendante d'une part de la saison et d'autre part des productions PV et éoliennes (si la production en provenance du câble DC, du PV et de l'éolien (dans la limite de 30% de la consommation pour ces dernières) : la puissance du câble AC s'adaptera alors à la charge. Il ne doit pas à lui seul représenter plus de 30% de la charge (ce qui peut arriver au printemps).
- le PV et éolien (dans la limite de 30% de la consommation) ;
- les moteurs (au maximum 8 x 20 MW) ;

Nous considérerons que la puissance non satisfaite par les moyens précédemment présentés correspond à la pointe ou au pic de consommation. Le surplus EnR correspond aux puissances éoliennes et PV non utilisées (du fait de la limitation des 30%) qui seraient perdues ou stockables. Le surplus Câble est l'énergie encore disponible sur le câble AC et qui pourrait être stockée également.

Les productions photovoltaïques et éoliennes ont été estimées à partir des modèles présentés dans cette thèse en utilisant les données horaires d'éclairement solaire et de vitesse de vent moyennées sur plusieurs années pour le site d'Ersa qui dispose d'un potentiel éolien élevé en plus du potentiel solaire important présent sur l'ensemble de l'île.

Si le profil de consommation utilisé dans cette thèse est très proche du profil de charge actuel, le fait de ne pas prendre en compte les apports en énergie des centrales hydrauliques (au nombre de 8 pour une puissance totale installée de 194 MW et pouvant représenter jusqu'à 27% de la production totale d'énergie) fait que nous sommes loin des conditions réelles de la production d'électricité en Corse. Cependant, ces conditions restent tout à fait réalistes et la prise en compte des moyens hydrauliques pourraient faire l'objet d'une continuité à ces travaux dans la cadre d'une autre thèse.

La Figure 3.11 présente l'évolution de ce profil de charge pour divers périodes selon la saison et pour deux journées particulières, celle de plus forte consommation et celle de plus faible consommation. Les puissances produites par les parcs photovoltaïques et éoliens ont été calculées par les modèles présentés au chapitre 2.



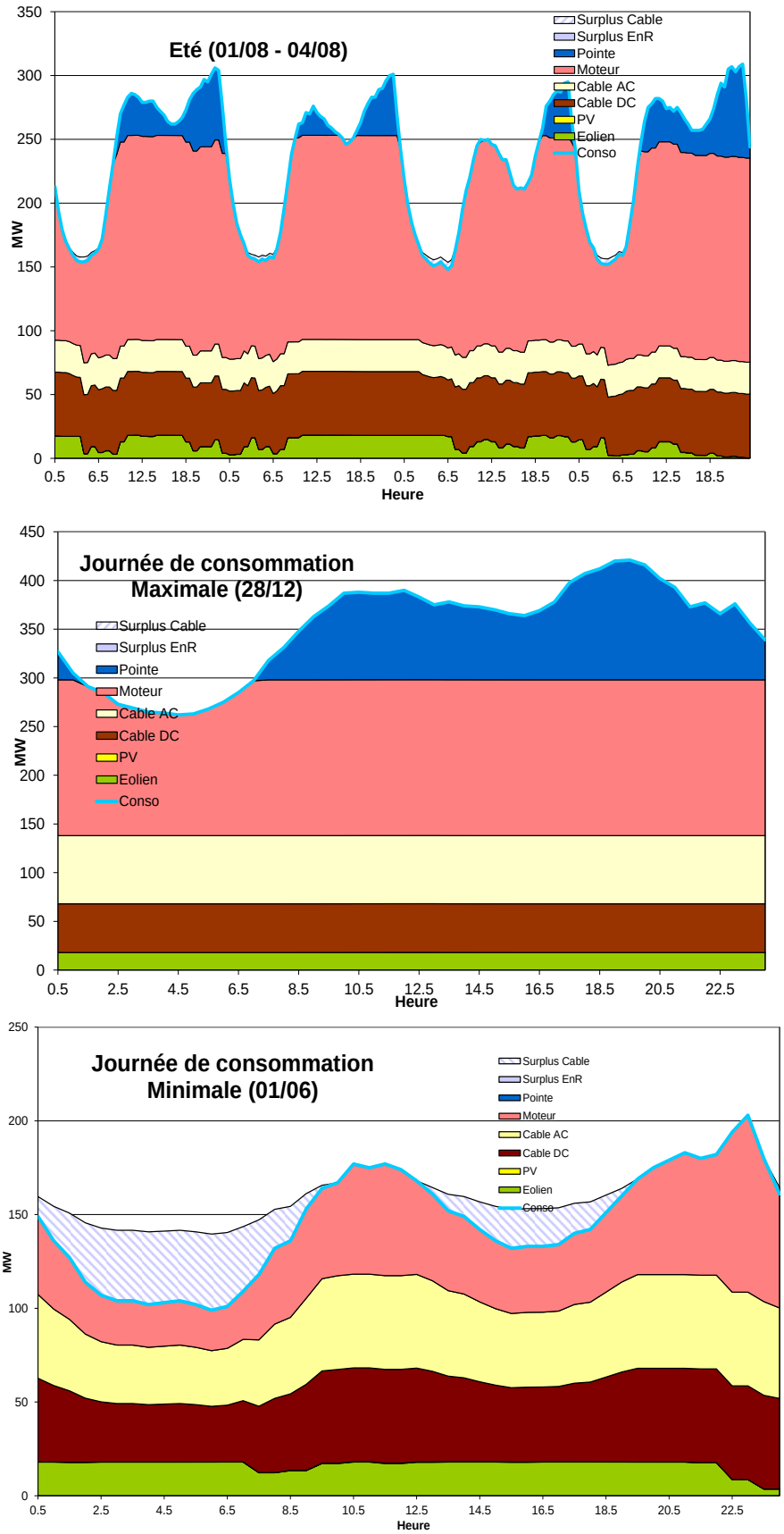


Figure 3.11. Profil de charge avec empilement des moyens de production (PV = 274 kWc – Eolien = 18 MW) – Hiver – Printemps – Eté sur 4 jours – Profil journalier : consommation maximale et minimale.

On a reporté dans le Tableau 3.2, la part des différents moyens de production dans la production totale d'énergie pour chacune des périodes considérées.

Tableau 3.2. Répartition des moyens de production sur chaque période en MWh/jour.

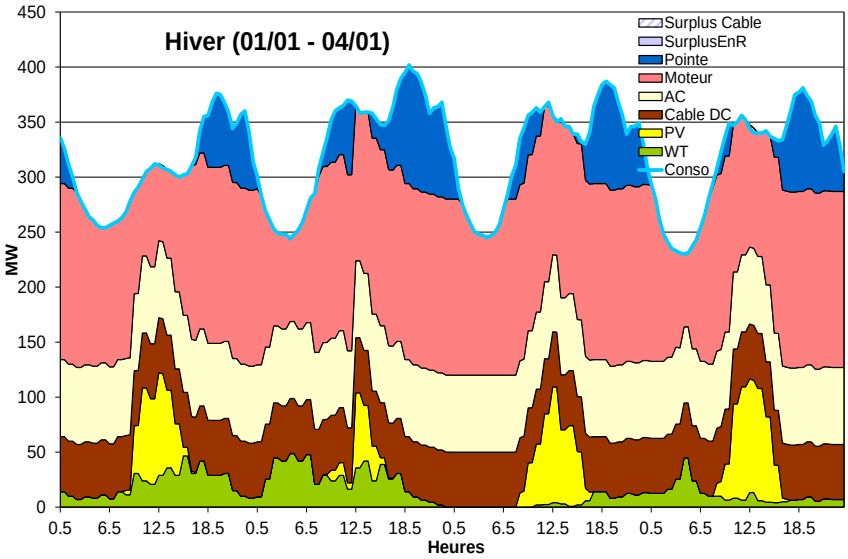
	Câble DC	Câble AC	PV	Eolien	Diesel	Pointe	Surplus EnR	Surplus Câble	Surplus	Conso
Hiver	1200.0	1679.7	0.76	134.01	3646.0	1017.4	0.0	0.3	0.3	7677.9
Printemps	1093.7	1093.7	1.38	130.9	1584.1	0.00	0.0	212.6	212.6	3903.7
Eté	1185.75	600.0	1.65	280.4	3186.8	349.2	0.0	14.3	14.3	5603.7
Max	1200.00	1680.0	0.42	432.0	3700.5	1381.1	0.0	0.0	0.0	8394.0
Min	1040.1	1040.1	1.92	397.4	1078.0	0.0	0.0	369.8	369.8	3558.5

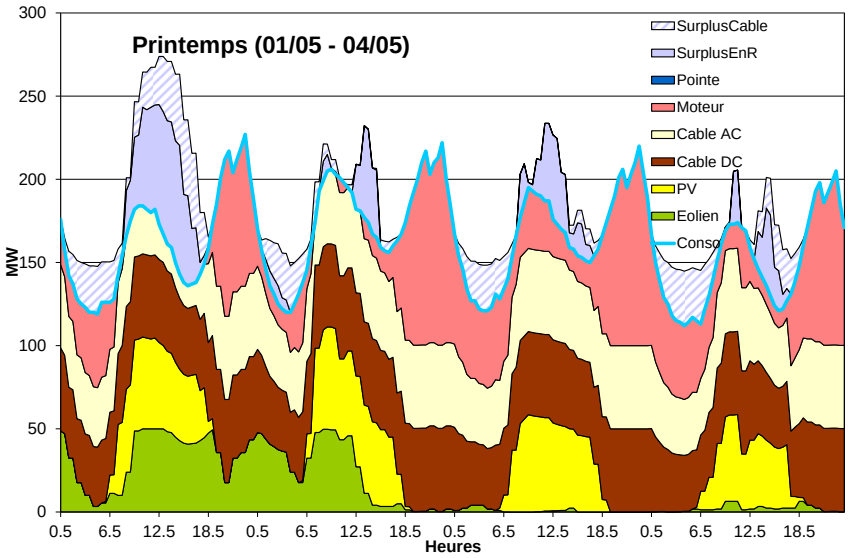
Nous constatons sur ces périodes aucune présence de surplus de production de la part des EnR, mais au printemps une possibilité d'utiliser l'énergie non utilisée du câble. Au printemps aucune pointe à satisfaire n'apparaît. En été, une pointe est surtout présente en fin de journée. En hiver, la pointe de consommation est pratiquement toujours présente. Si nous comparons ces profils avec ceux de la Figure 3.9, nous constatons, que, mise à part l'intervention des moyens hydrauliques non pris en compte, les profils sont proches.

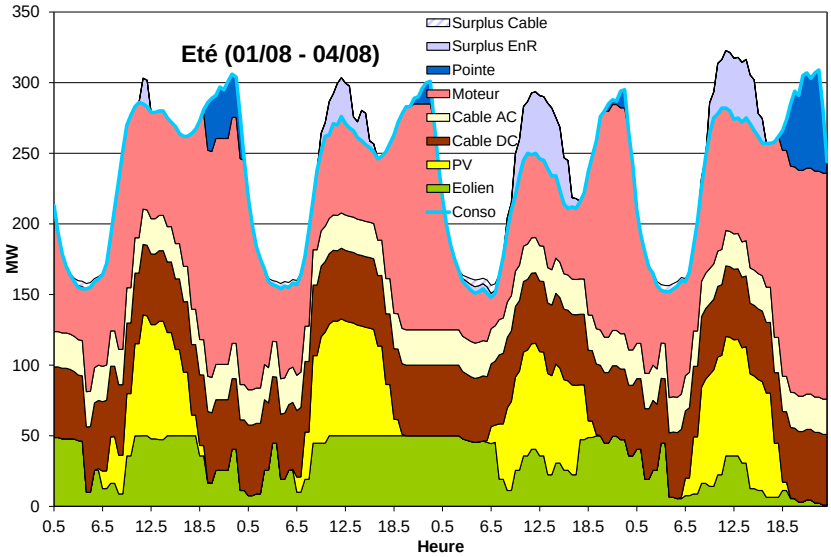
Nous allons maintenant retracer ces profils pour 150 MW de PV (aujourd'hui 100 MW sont déjà présents sur le Territoire Corse) et 50 MW d'éolien. Les résultats pour cette nouvelle configuration sont présentés sur la Figure 3.12.

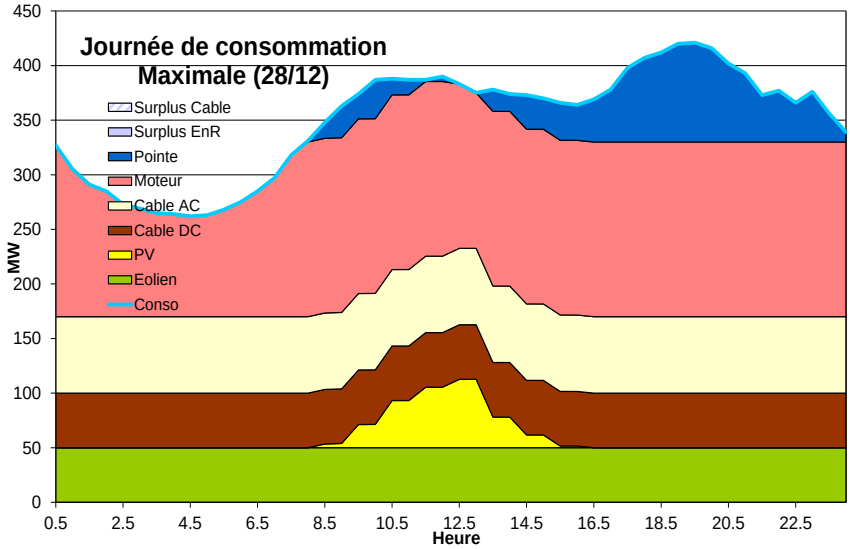
Nous constatons cette fois la présence de surplus de production de la part des EnR mais également du câble (Tableau 3.3). Malgré ce surplus, les EnR intermittentes sont loin de pouvoir satisfaire à elle seule la consommation et assurer l'équilibre offre/demande. Il apparaît donc clairement que la limitation de la production des EnR intermittentes est une entrave à leur développement car il est inéluctable qu'une grande partie de leur production est perdue. La présence d'un stockage d'énergie permettrait de stocker tout ou partie de la production excédentaire au 30% de la charge et de la renvoyer au réseau électrique au moment de fortes consommation ou en remplacement d'une production d'énergie fossile plus couteuse.

Il convient donc de trouver un juste équilibre entre la taille du stockage et celui des systèmes éoliens et photovoltaïques qui lui sont associés. Il convient également de déterminer quel est la meilleure gestion possible entre les divers flux d'énergie, le meilleure ordre de priorité des moyens de production tout en gardant à l'esprit que la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique des consommateurs est essentiel.




Printemps (01/05 - 04/05)
SurplusCable
SurplusEnR
Pointe
Moteur
Cable AC
Cable DC
PV
Eolien
Conso
MW
Heures


Eté (01/08 - 04/08)
Surplus Cable
Surplus EnR
Pointe
Moteur
Cable AC
Cable DC
PV
Eolien
Conso
MW
Heure


Journée de consommation
Maximale (28/12)
Surplus Cable
Surplus EnR
Pointe
Moteur
Cable AC
Cable DC
PV
Eolien
Conso
MW
Heure

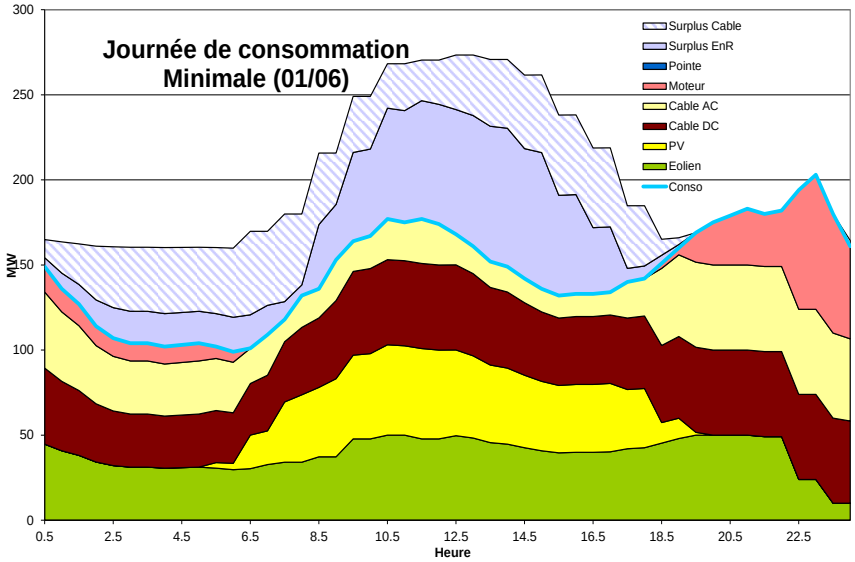


Figure 3.12. Profil de charge avec empilement des moyens de production (PV = 100MW – Eolien = 50 MW) – Hiver – Printemps – Eté sur 4 jours – Profil journalier : consommation maximale et minimale.

Tableau 3.3. Répartition des moyens de production sur chaque période en MWh/jour.

	Câble DC	Câble AC	PV	Eolien	Diesel	Pointe	Surplus EnR	Surplus Cab	Surplus	Conso
Hiver	1200.0	1679.7	415.7	372.2	3380.8	855.9	1.4	0.3	1.7	7677.9
Printemps	1093.7	1027.2	512.8	348.8	921.3	0.0	256.8	279.1	536.0	3903.8
Eté	1185.7	600.0	734.9	774.6	2186.8	12.5	173.0	14.3	187.3	5603.8
Max	1200.0	1680.0	227.4	1200.0	3474.8	1442.0	0.0	0.0	0.0	8394.0
Min	1040.1	1040.1	522.9	943.7	312.2	0.0	688.1	670.3	1358.4	3558.5

3.3. Les stratégies de fonctionnement du système hybride PV/Eolien/STEP

Si nous disposons d'un système hybride Photovoltaïque/Eolien avec stockage illustré sur la Figure 3.13, il convient maintenant de choisir la manière de l'utiliser, c'est ce que nous appellerons la stratégie de fonctionnement du système. Plusieurs questions à se poser, parmi lesquelles :

- allons-nous utiliser ce système PV/Eolien/stockage comme moyen supplémentaire de production d'électricité disponible au grès des besoins et du niveau d'eau stockée dans le réservoir ? Ou allons-nous l'utiliser en période de pic de consommation (qu'il conviendra au préalable de bien définir) afin d'éviter l'usage d'autres moyens de production très couteux tels que les turbines à combustion ?
- avec quelle puissance électrique va-t-on alimenter les pompes pour remplir le bassin haut ? Avec la totalité du flux excédentaire en provenance des EnR et des câbles (énergie ayant le coût de production minimum), uniquement l'excédent EnR, avec la totalité de la production EnR, …
- quand allons-nous utiliser le turbinage ? Une fois le réservoir plein, en fonction de la consommation, … ;
- à quoi servira la puissance produite par la STEP ? A alimenter la charge uniquement en période de pic de consommation en remplacement des turbines à combustion ou à différents moments dans la journée, …

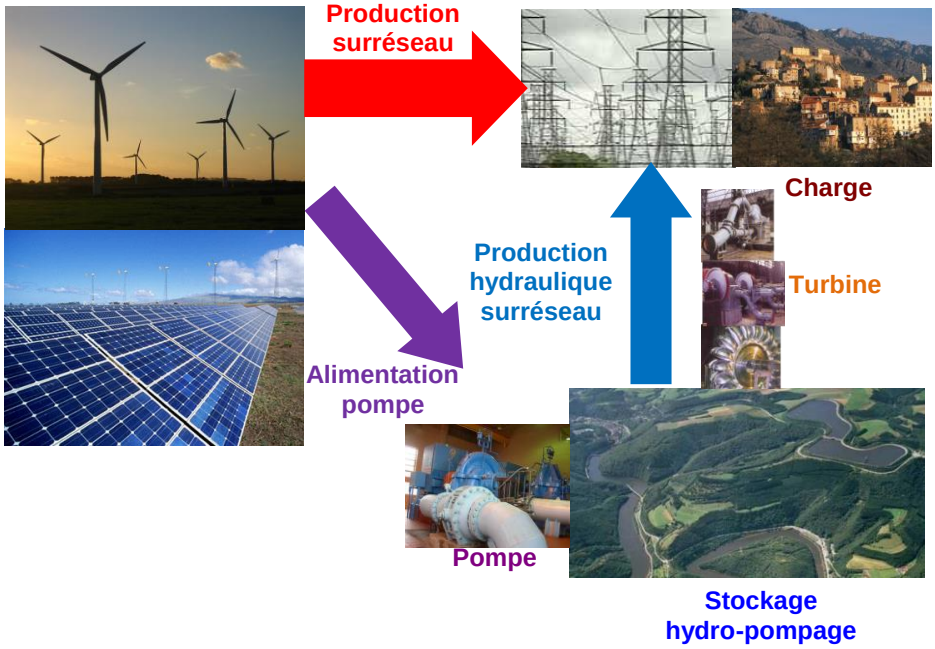


Figure 3.13. Principe général du système étudié.

Dans la réalité, la gestion des flux d'énergie dans un système si complexe qui est illustré plus en détail sur la Figure 3.14 a besoin pour être optimisée de connaître préalablement les flux entrant et sortant de ce système c'est-à-dire la production de la ferme éolienne et PV ainsi que de la consommation.

La prédiction des productions des systèmes PV et éolien à différents horizon temporel fait l'objet actuellement de nombreuses recherches et en particulier au sein de l'équipe Energies Renouvelables de l'Université de Corse.

Nous nous contenterons de définir ici trois stratégies de base qu'il conviendra, dans un travail futur d'améliorer, en tenant compte à la fois des productions estimées des systèmes PV et éoliens, de l'estimation de la consommation, de la disponibilité des autres moyens de production d'électricité, du taux de remplissage des bassins, …

Nous élaborons dans ce travail un outil évolutif et aisément modifiable avec lequel nous il sera possible de modifier la stratégie de fonctionnement et de la complexifier pour se rapprocher le plus possible d'une gestion réelle de réseau identique ou proche de celle réalisée par le gestionnaire du réseau électrique.

Quelle que soit la stratégie choisie, les hypothèses suivantes sont communes :

- câble DC 50 MW (SACOI) : il est disponible et en fonctionnement en permanence toute l'année ; cependant, pour des raisons de sécurité de réseau (la perte du câble serait alors non compensable), identiques à celles imposées à la limitation des énergies renouvelables intermittentes, la puissance en provenance de ce câble et injectée sur le réseau électrique ne doit pas dépasser 30% de la charge à un instant donné ; si la puissance délivrée par SACOI dépasse les 30% de charge alors elle sera limitée à ces 30%.
- câble AC (SARCO) : 70 MW hiver, 50 MW au printemps et en automne, 25 MW en été pour la deuxième stratégie. De la même manière que pour le câble SACOI, la puissance délivrée par SARCO ne doit pas excéder 30% de la charge, si elle les dépasse sa puissance sera limitée ;

- 8 générateurs Diesel de 20 MW travaillant en semi-base à une puissance comprise entre 60 et 100 % de leur puissance nominale;
- 4 groupes réversibles de turbines/pompes hydrauliques couplés aux générateurs/moteurs électriques; il ne sera pas envisagé un nombre supérieur de machines car il est peu réaliste qu'une station de transfert d'énergie par pompage puisse disposer de plus de 4 groupes pompage/turbinage pour des raisons évidentes de coût.
- Des parcs éoliens et des champs photovoltaïques de puissances nominales variables.

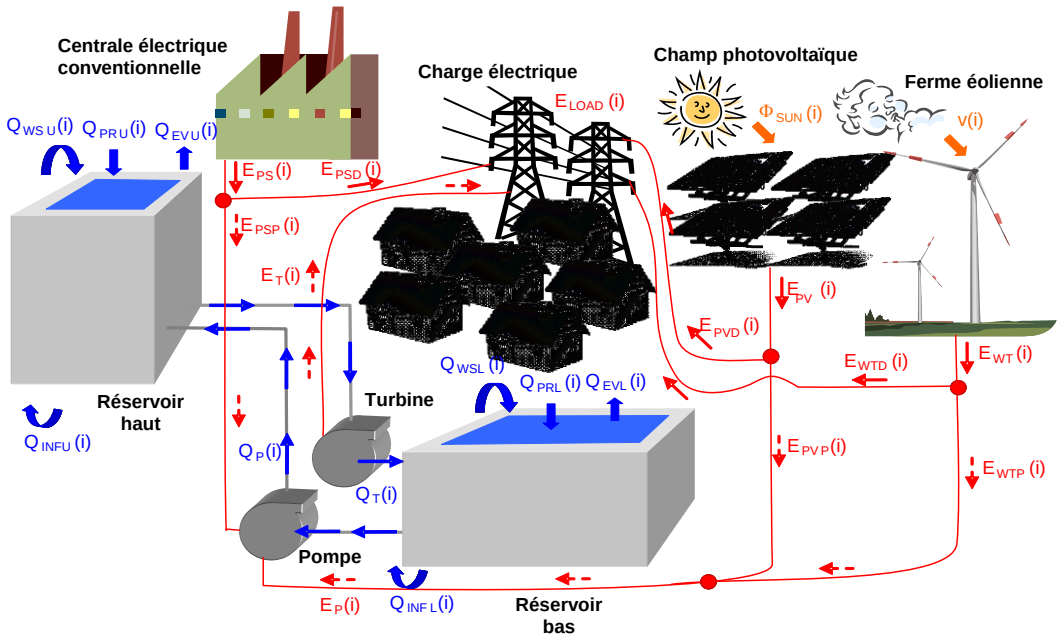


Figure 3.14. Schéma général des flux d'énergie au sein du système étudié.

Dans les systèmes classiques de production d'énergie électrique des centrales de production doivent couvrir toutes les fluctuations de la consommation, avec des périodes de pointe qui peuvent représenter un pourcentage élevé de la consommation réelle, tout en essayant de maintenir un coût minimum.

Ces pics sont généralement satisfaits par ce qu'on appelle des centrales de pointe telles que les turbines à combustion (TAC), utilisant comme carburant du fuel léger ou du gaz. Ces systèmes sont de petite taille, ont un temps de démarrage et de montée en puissance faible mais ont des couts de production du kWh très élevés.

Le système PV/Eolien/STEP étudié (Figure 3.14) sera composé de:

- un parc éolien de puissance nominale variable de 20 MW à 300 MW ;
- un parc photovoltaïque avec une puissance crête de 50 MW à 300 MW.
- une station de pompage-turbinage réversible composée de 4 groupes pompe-turbine dont les puissances nominales sont elles aussi variables (dans le cas du groupe réversible la puissance nominale de la turbine est liée à celle de la pompe) ;
- un système de stockage d'eau, il est constitué d'un réservoir inférieur et supérieur séparé d'une hauteur ΔH ;
- la hauteur manométrique est prise égale à 400 mètres car c'est l'ordre de grandeur des hauteurs manométriques dans les systèmes hydrauliques présents en Corse. Nous considérerons dans la suite de ce travail que cette hauteur manométrique ne varie pas quel que soit le débit d'eau utilisé dans la STEP en pompage ou

turbinage. Cette hypothèse est, bien entendue, une approximation de la réalité puisque les pertes de charge singulières et régulières dépendent de la vitesse d'écoulement ; cependant, nous pouvons considérer que le système hydraulique (canalisation et singularités) est conçu de telle manière que les pertes de charge soient faibles.

- le domaine de variation des volumes des réservoirs a été choisi de manière à rester dans des dimensions réalistes pour une application en Corse ; pour ce faire, nous avons, au préalable à cette étude, regarder les volumes d'eau stockés dans les centrales hydrauliques insulaires actuelles.Le volume des réservoirs sera variables ce qui permettra de faire varier la quantité d'énergie stockable ;
- un ensemble de production d'électricité conventionnelle composé de 8 moteurs de 20 MW ;

Il n'est pas prévu de système de production de pointe mais l'énergie non satisfaite par le système sera calculée tout en sachant que dans la réalité cette énergie non satisfaite n'existe pas et sera produite par un moyen de production de pointe comme les TAC.

Les domaines de variation de puissances des différents organes du système sont :

- réservoir : 0,1 Mm^3 – 2 Mm^3 par pas de 0,1 Mm^3.
- différence de hauteur manométrique (y compris les pertes de charge singulières et régulières égale à 400 m)
- pompes réversibles : 3 MW – 30 MW par pas de 2 MW (puissance de l'ensemble)
- nombre de machines (pompes, turbines ou pompe réversible) : 4
- photovoltaïque : de 50 MW à 300 MW par pas de 20 MW
- éolien = 20 – 300 MW par pas de 20 MW
- moteurs : 8 moteurs de 20 MW proche de la situation réelle avant la mise en fonctionnement de la nouvelle centrale de Lucciana.

Nous avons fait le choix de travailler avec trois stratégies de fonctionnement distinctes avec des objectifs différents, soit augmenter la part des énergies renouvelables intermittentes en stockant toute puissance produite par le PV et l'éolien supérieure à 30% de la charge (si l'état du stockage le permet) et en utilisant la STEP quand les besoins en consommation le sollicitent, soit en utilisant la STEP en production pour écrêter les pointes de consommation et ainsi éviter l'utilisation totale ou partielle des TAC très coûteuse en production.

3.3.1. Stratégie de fonctionnement 1

Cette stratégie 1 de fonctionnement est illustrée sur la Figure 3.15.

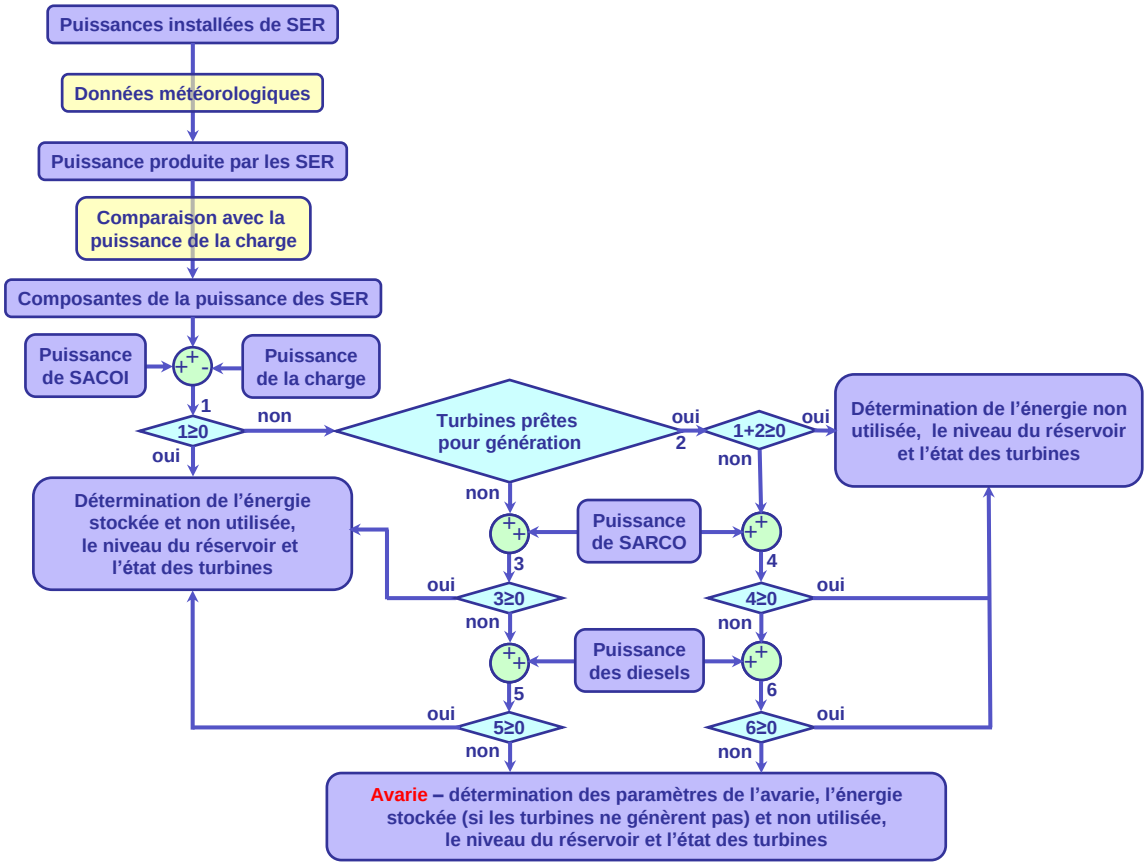


Figure 3.15. Algorithme de la Stratégie 1 pour le fonctionnement du système de production électrique

La stratégie 1 a été proposée par Bueno et Carta (2005a ; 2005b). Stoyanov (2011) a légèrement modifié cette stratégie afin de mieux l'adapter au cas que nous traitons :

1. la puissance électrique produite par le système hybride éolien/PV dans la limite de 30% de la puissance totale appelée (taux d'intégration maximale autorisé) est injectée directement sur le réseau électrique. En cas d'excès, si cette puissance renouvelable dépasse les 30%, la partie en surplus sera envoyée vers le pompage afin d'être stockée sous forme hydraulique. Les pompes pourront fonctionner si le réservoir supérieur n'est pas plein, dans le cas contraire, la puissance produite sera perdue ;
2. si la production du système hybride (limitée aux 30%) et celle en provenance du câble SACOI (50 MW) ne sont pas suffisantes pour couvrir la charge, les turbines hydrauliques seront mise en marche quand le niveau du bassin haut le permet. Ces turbines seront également mises automatiquement en marche lorsque le bassin haut atteindra un taux de de remplissage de 90 % et elles resteront en fonctionnement jusqu'à la vidange complète du réservoir. Dans le cas contraire, le supplément de production du système hybride au-delà des 30 % de la charge est non utilisé et rajouté à l'énergie perdue.
3. la puissance en provenance de SARCO (puissance variable en fonction de la saison, dans la réalité, la puissance disponible est négociée avec ENEL chaque 3 jours dans la limite d'une puissance maximale) est utilisée si les turbines ne peuvent pas générer d'électricité, si l'énergie appelée au réseau est supérieure à l'énergie disponible dans le bassin ou si la puissance nominale des turbines n'est pas suffisante. Dans le premier cas, le supplément de la production du système hybride est sauvegardé si le niveau du bassin haut le permet. Dans les autres deux cas cette énergie est non utilisée.

4. en cas d'un nouveau manque, les moteurs diesels sont utilisés. Le supplément est sauvegardé ou non utilisé selon l'état des machines hydrauliques et des niveaux d'eau dans les bassins.
5. si toutes les sources d'énergie disponibles ne sont pas suffisantes pour la satisfaction de la consommation une avarie est enregistrée et l'énergie non satisfaite est calculée. Dans la réalité, ce sont des turbines à combustion qui auraient été utilisées pour éviter l'avarie.

3.3.2. Stratégie de fonctionnement 2

Cette stratégie est illustrée sur la Figure 3.16

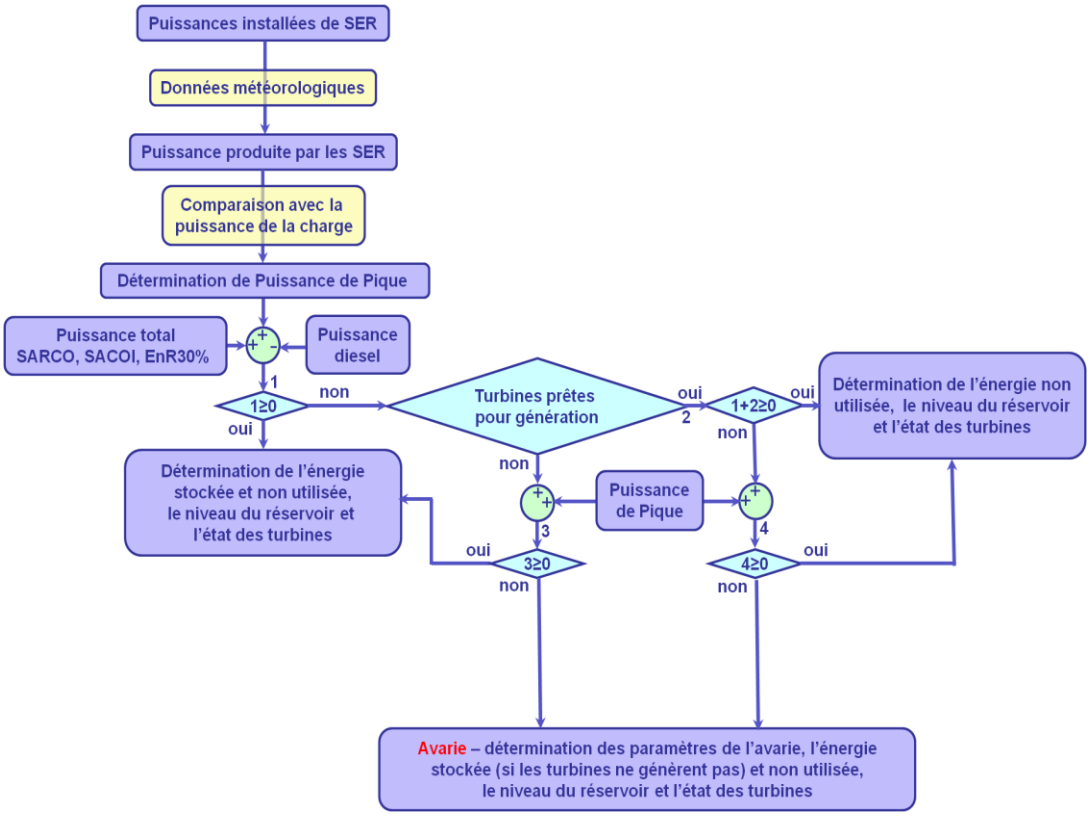


Figure 3.16. Algorithme de la Stratégie 2 pour le fonctionnement du système de production électrique

Il s'agit cette fois d'utiliser la STEP pour écrêter les pointes de consommation et ainsi éviter l'utilisation de turbines à combustion couteuses et polluantes.

On définira la pointe de consommation de la manière suivante, à savoir :

$$\text{Pointe}(t) = \text{conso}(t) - \text{câble}(t) - \text{diesel}(t) - \text{EnR}_{\text{directe}}(t) \qquad (3.1)$$

Avec $\text{EnR}_{\text{directe}}(t)$ la production EnR limitée à 30% de la consommation c'est-à-dire pouvant être directement injectée sur le réseau électrique. Il est évident que la pointe de consommation pourrait être définie différemment.

Si Puissance (PV + Eolien) < 30% Consommation, la puissance est envoyée sur le réseau et on complète la production par les moteurs diesel.

Si Puissance (PV + Eolien) > 30% Consommation, la part au-dessus des 30% alimente la ou les pompes pour peu que le barrage haut ne soit pas plein, dans le cas contraire l'énergie est perdue. Le turbinage quant à lui sert pour écrêter les pointes de consommation.

La puissance $P_{turbine}(t)$ fournie par les turbines pour couvrir la demande de pointe est donnée par:

$$P_{elec,turb} = \eta_{alte} f(Q_{turb}) \rho_{eau} g \Delta H Q_{turb} \tag{3.2}$$

Dans cette stratégie, il apparaît que les puissances utilisées pour les parcs photovoltaïques et éoliens et les puissances des groupes pompe-turbinage seront plus faibles puisque les charges à satisfaire (pic de consommation) sont moins élevées que dans le cas de la stratégie 1.

3.3.3. Stratégie de fonctionnement 3

Cette stratégie est illustrée sur la Figure 3.17.

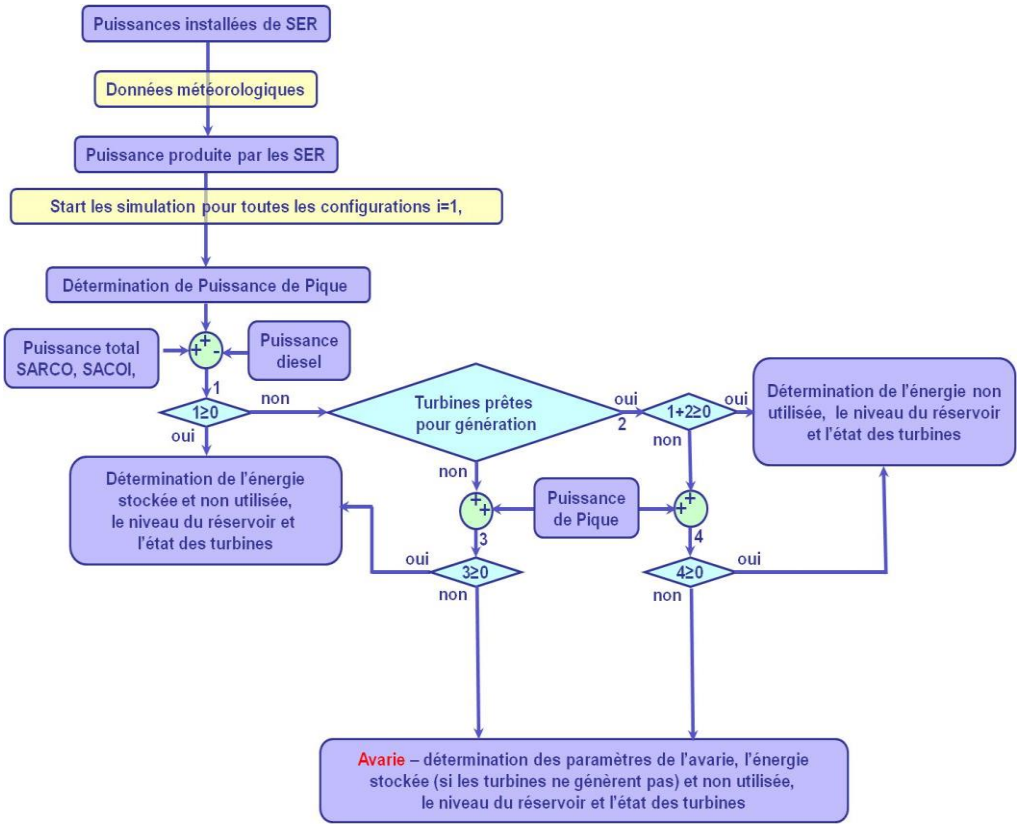


Figure 3.17. Algorithme de la Stratégie 3 pour le fonctionnement du système de production électrique

Cette stratégie se distingue de la précédente uniquement par le fait que la puissance électrique produite par les EnR intermittentes est utilisée **uniquement** pour alimenter la ou les pompes. La STEP fournira de l'électricité uniquement pour écrêter les pointes de consommation. Plus encore que dans le cas de la stratégie 2, les puissances des parcs photovoltaïques et éoliens seront plus faibles car elles serviront qu'à alimenter les pompes.

3.4. Illustration des stratégies de fonctionnement

L'objectif de ce paragraphe est d'illustrer ces trois stratégies de fonctionnement en représentant sur une période courte la variation des différents flux énergétiques qui prennent place au sein de notre système complexe. Pour ce faire, nous choisirons de montrer l'évolution de ces flux pour une période estivale et hivernale. Au préalable, il convient de définir un certain nombre de termes.

3.4.1. Flux et grandeurs énergétiques

Différentes grandeurs énergétiques seront calculées à chaque pas de temps de nos simulations :

- Energie photovoltaïque E_{PV} : énergie produite par le parc photovoltaïque ;
- Energie éolienne E_{eole}: énergie produite par le parc éolien ;
- Energie Renouvelable EnR : somme des deux énergies précédentes ;
- EnR_{pompe} : part de l'énergie EnR servant à alimenter les pompes ;
- $EnR_{pompe\ dispo}$: part de l'énergie EnR disponible pour alimenter la pompe, c'est-à-dire part de l'EnR produite supérieure aux 30% de la charge ;
- EnR_{charge} : part de l'énergie EnR envoyée directement au réseau (production PV et éolien de puissance inférieure aux 30%)
- EnR_{perdue} : part de l'énergie EnR totale produite qui n'a pas été envoyée au réseau (car supérieur au 30%) et/ou qui n'a pas pu être stockée (car stockage plein)

Une relation évidente entre ces grandeurs est donnée par :

$$EnR = EnR_{pompe} + EnR_{charge} + EnR_{perdue} = E_{PV} + E_{eole} \tag{3.3}$$

Nous déterminerons deux parts EnR i.e. deux paramètres pour juger de la part de la production EnR intermittente dans la production totale ; on définit au préalable EnR* et EnR** par :

$$EnR^* = EnR_{pompe} + EnR_{charge} \tag{3.4}$$

$$EnR^{**} = EnR_{turbine} + EnR_{charge} \tag{3.5}$$

EnR* représente la partie produite par les énergies renouvelables qui est utilisée (soit directement pour alimenter la charge soit pour alimenter la pompe) alors que EnR** représente la partie de la consommation satisfaite par les énergies renouvelables ; en fait, dans le second cas on prend en compte le rendement de conversion de la STEP. On pourra ainsi déterminer deux ratios :

$$Part_{EnR^*} = \frac{EnR^*}{E_{consommée}} \tag{3.4}$$

$$Part_{EnR^{**}} = \frac{EnR^{**}}{E_{consommée}} \tag{3.5}$$

Nous préférons prendre l'énergie consommée plutôt que l'énergie totale produite dans le système électrique car dans le second cas l'excédent d'énergie renouvelable est pris en compte.

Nous calculerons également :

- l'énergie non satisfaite $E_{non\text{-}sat}$: énergie de la charge qui n'a pas pu être satisfaite par le système global (y compris câble et moteur); le nombre d'avaries sera également déterminé. Dans la réalité, cette part de la consommation non satisfaite sera alimentée par des turbines à combustion.
- nous déterminerons le nombre de cycles de la STEP, c'est-à-dire le nombre de fois que le stockage effectue un cycle de vidange/remplissage ; celui-ci peut être calculé en fonction du volume pompé ou du volume turbiné, or ces deux volumes sont approximativement égaux car au bout d'un temps suffisamment long la différence entre les deux niveaux n'est qu'au maximum que d'un volume de stockage ; nous avons choisi de le définir sur la base du volume de turbinage.

$$N_{cycle\,/\,turbine} = \frac{V_{turbiné}}{V_{réservoir}} \tag{3.6}$$

- Le rendement globale de la STEP défini par :

$$\eta_{global} = \frac{E_{turbinée}}{E_{pompée}} \tag{3.7}$$

3.4.2. Variation des grandeurs énergétiques sur une période courte.

Afin de bien visualiser les variations des différentes grandeurs énergétiques que nous avons définies, nous avons tracé sur une période courte de 5 jours ces différentes grandeurs. Nous avons choisi de représenter deux périodes : une période hivernale (10 Janvier - 15 Janvier) et estivale (5 Août - 10 Août).

Pour chaque stratégie de fonctionnement et chaque période, nous présentons trois graphiques sur lesquels (Figures 3.15 à 3.20) on peut voir :

1. la variation de la puissance produite par le SACOI, le SARCO, les EnR dans la limite des 30% de la charge, les moteurs et la charge totale. La part du pic de consommation satisfaite dans le cas des profils 1 et 2 est également représentée ; nous rappelons que la partie non satisfaite de ce pic sera comblée par l'utilisation d'une turbine à combustion.
2. la variation des puissances produites par le parc éolien et photovoltaïque et la puissance totale produite par les EnR intermittentes (somme des deux précédentes); sont également représentées la part de la production EnR injectée directement au réseau électrique (<30% charge), celle qui alimente le groupe de pompage (>30% charge si le stockage n'est pas plein) et celle qui est perdue (lorsque le stockage est plein ou lorsque la puissance au-delà des 30% dépasse la puissance maximale acceptée par le groupe de pompage).
3. la variation du niveau d'eau dans le réservoir haut exprimé en pourcentage du volume maximum ainsi que les puissances des pompes et des turbines.

Les caractéristiques du système PV/Eolien/STEP utilisées pour tracer ces courbes sont :

- Puissance crête photovoltaïque : 150 MW
- Puissance éolienne : 90 MW
- Volume de stockage : 1 Mm^3
- 4 groupes pompe/turbine réversibles de 20 MW

Ces caractéristiques n'ont pas été optimisées mais choisies uniquement de manière à observer, sur chacune des deux périodes, différents cas de fonctionnement du système PV/Eolien/STEP. Pour chacune des stratégies de fonctionnement et chaque période, nous avons reporté dans le Tableau 3.4 les différentes énergies et le rendement de la STEP. Nous avons également calculé le pourcentage d'énergie EnR perdue sans la présence de la STEP, pour ce faire, nous avons déterminé l'énergie renouvelable perdue sans la STEP $EnR_{perduessSTEP}$ par :

$$EnR_{perduessSTEP} = EnR - EnR_{charge} \tag{3.8}$$

Ainsi, nous pouvons observer comment l'introduction d'un moyen de stockage permet de diminuer la quantité d'énergie renouvelable perdue ; pour estimer l'augmentation de la part des EnR dans le mix énergétique du fait de la présence du stockage, nous avons également calculé la part des EnR sans la présence de la STEP (dans ce cas seul la part EnR allant à la charge intervient) par conséquent :

$$PartEnR_{ssSTEP} = EnR_{charge} / Conso \tag{3.9}$$

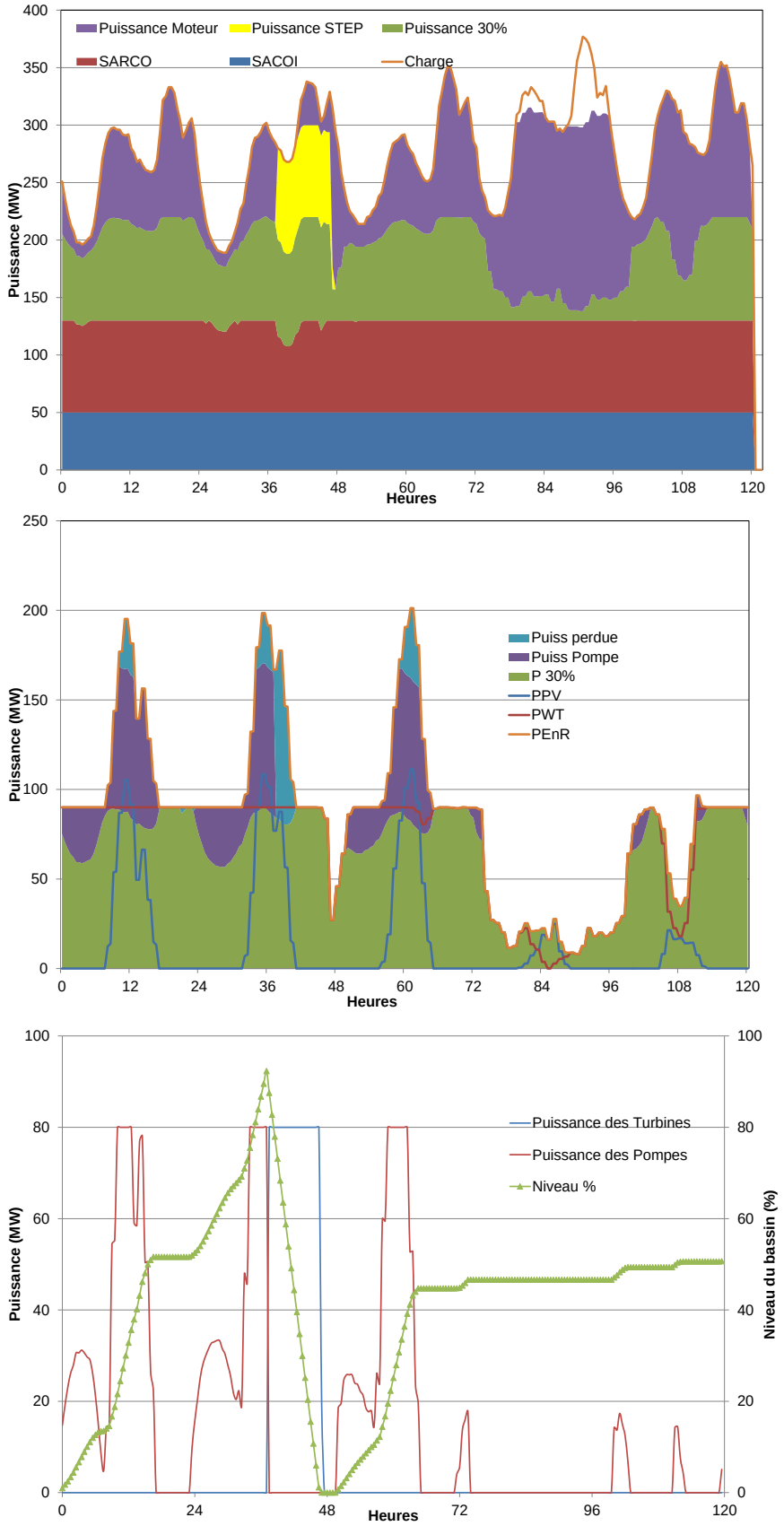


Figure 3.18. Stratégie 1 – Période hivernale

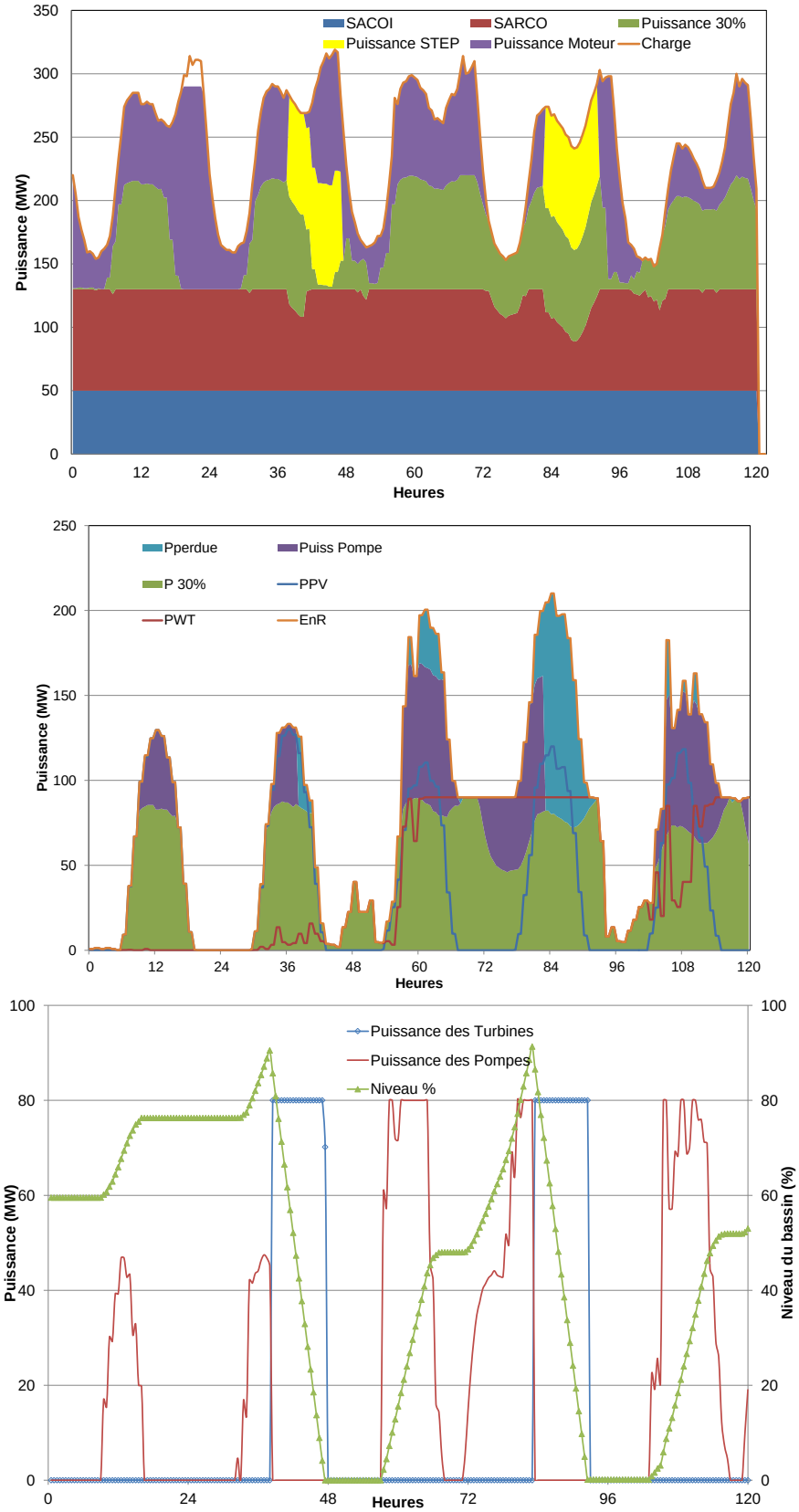


Figure 3.19. Stratégie 1 – Période estivale

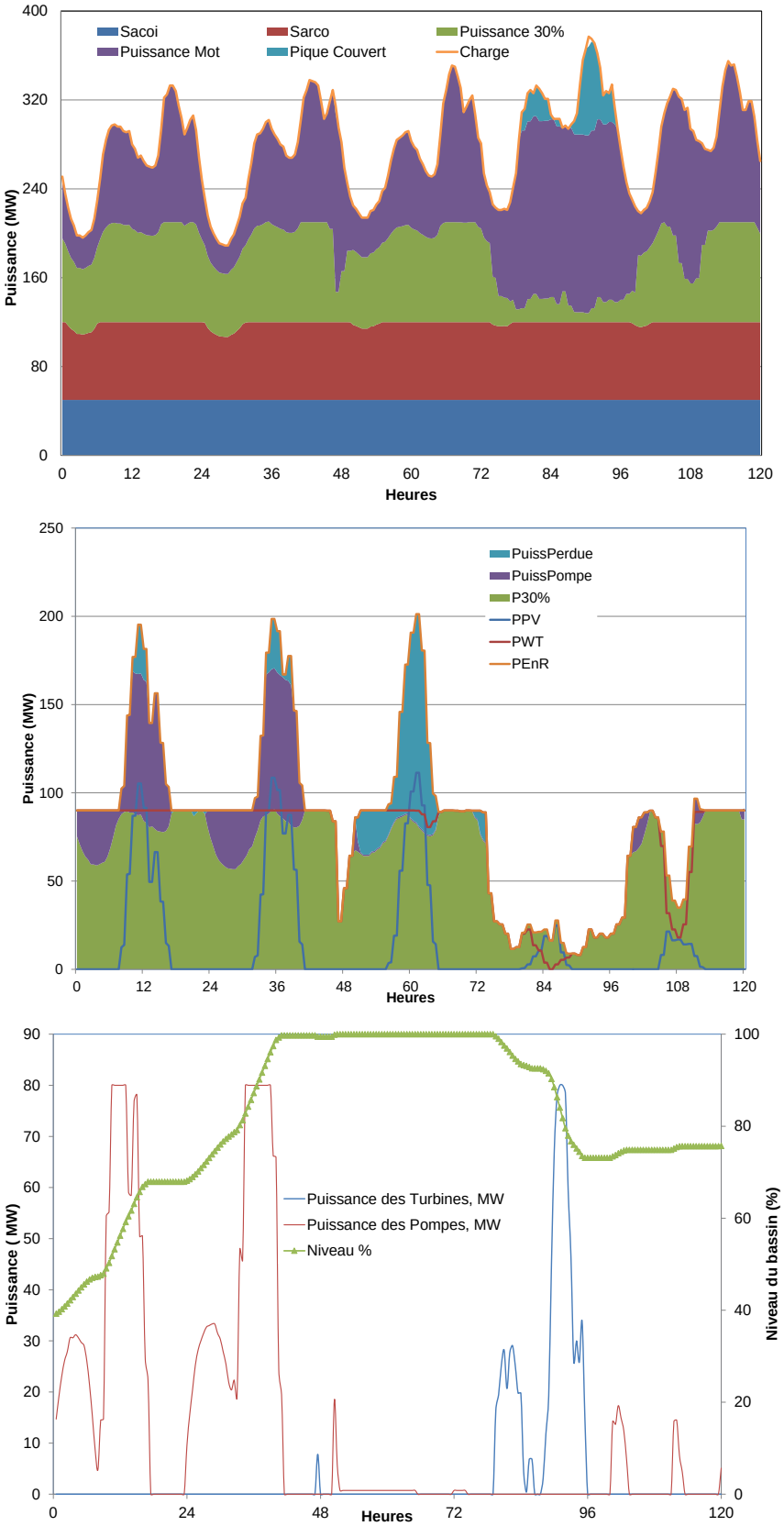


Figure 3.20. Stratégie 2 – Période hivernale

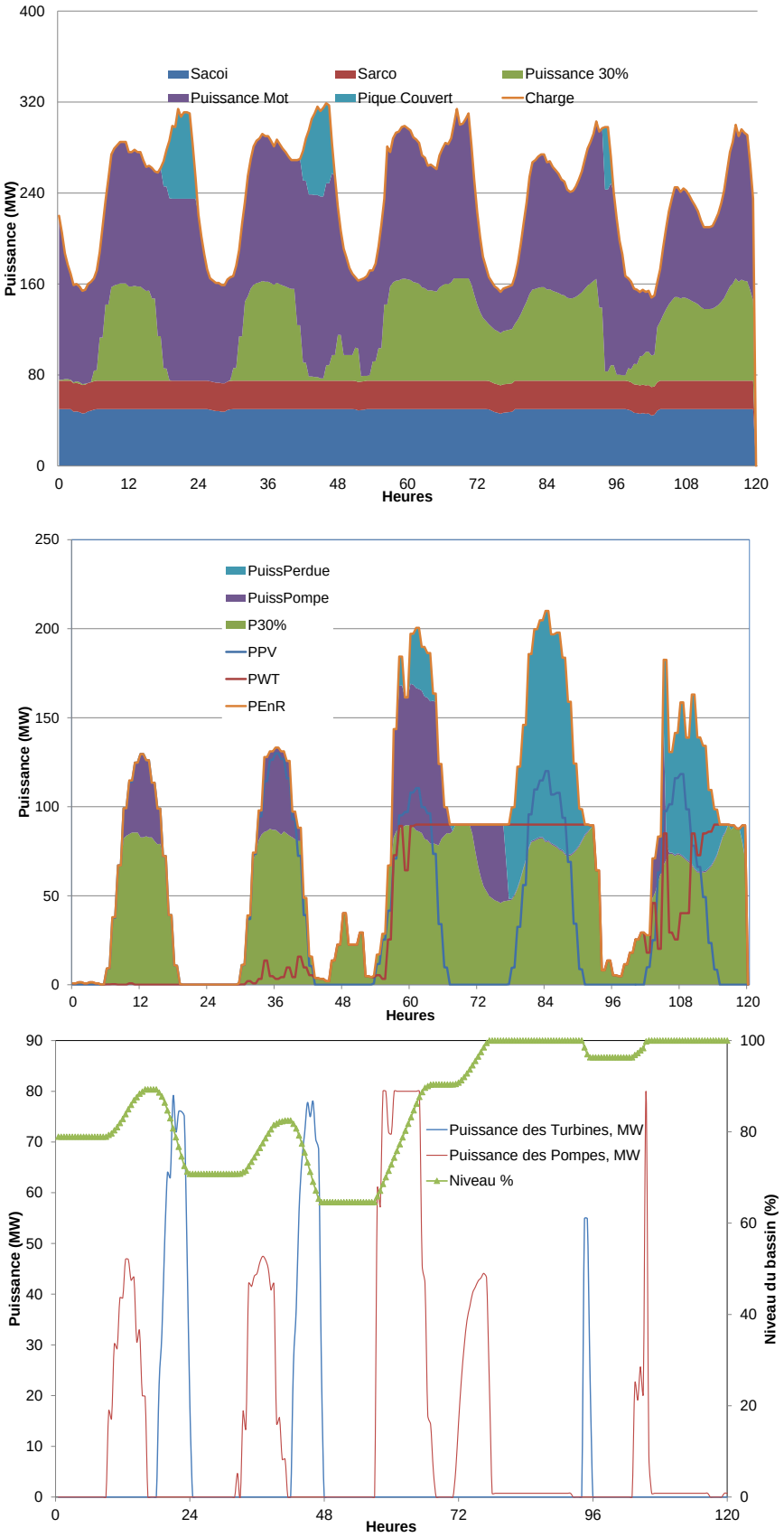


Figure 3.21. Stratégie 2 – Période estivale

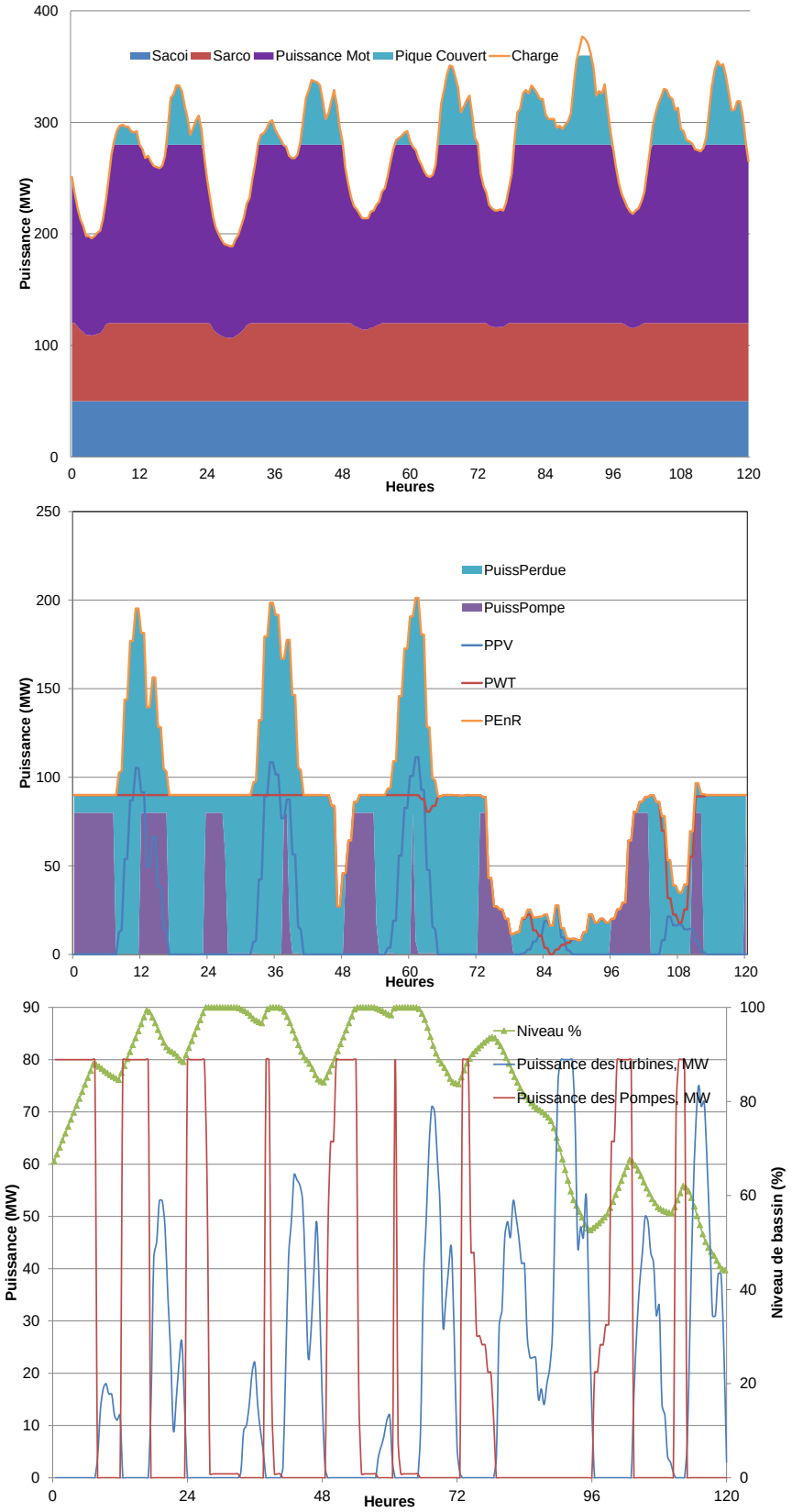


Figure 3.22. Stratégie 3 – Période hivernale

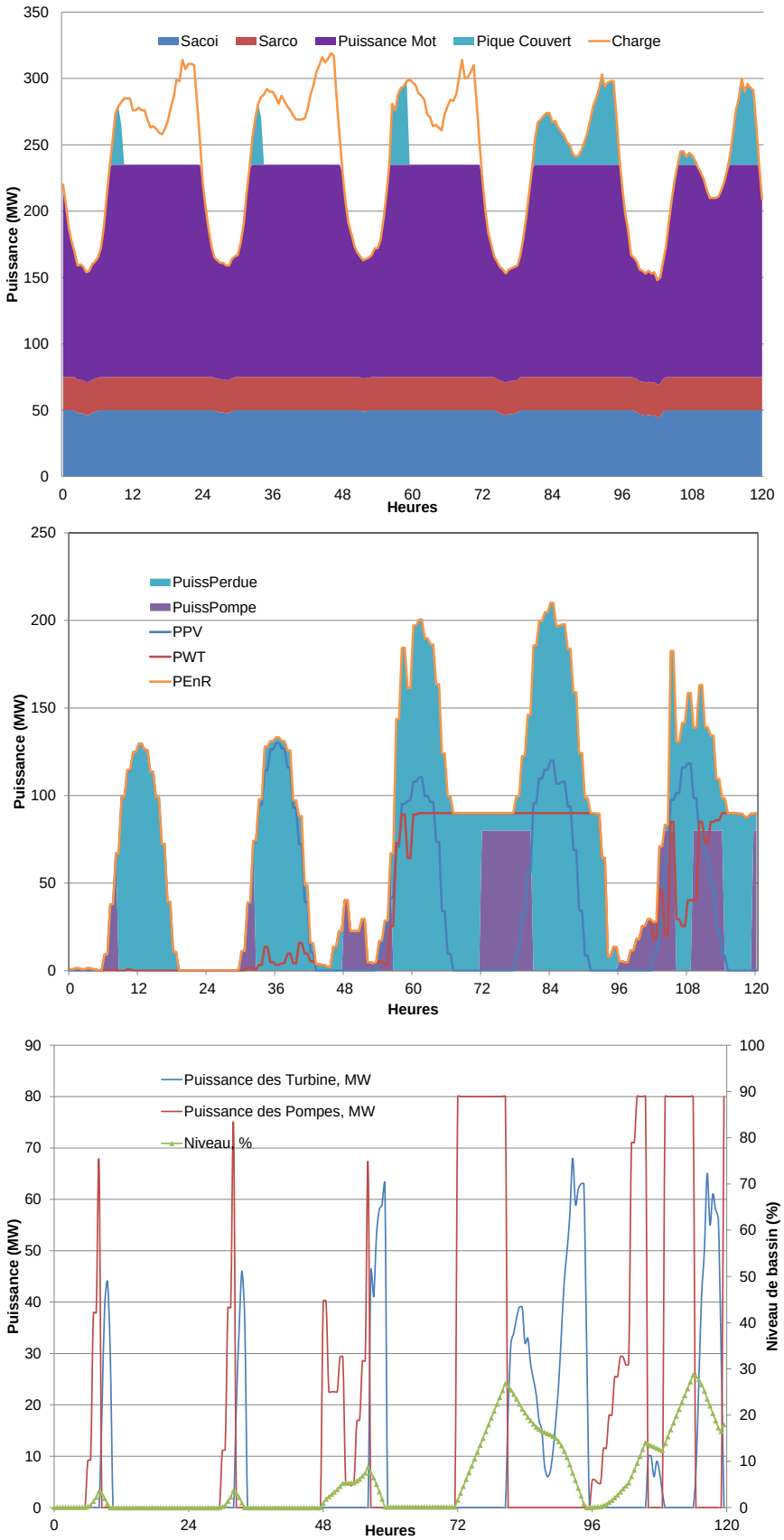


Figure 3.23. Stratégie 3 – Période estivale

Tableau 3.4. Energies au cours des deux périodes pour les 3 stratégies de fonctionnement (en MWh)

Stratégie/période	1/Eté	1/Hiver	2/Eté	2/Hiver	3/Eté	3/Hiver
SACOI	6025,00	6025,00	5955,05	6025,00	5980,05	6025,00
SARCO	9174,22	9525,19	3000	8288,75	3012,05	8288,75
EnR Charge	6129,43	7855,43	6098,08	7855,43	0	0
STEP/Pic	1515,09	769,67	730,81	478,33	1028,43	2182,5
Moteur	5847,27	9169,12	12862,56	11063,33	16738,95	17194,75
Non satisfait	60,00	372,08	0	5,67	1991,07	25,5
Charge	28751,00	33716,50	28751,00	33716,5	28751,00	33716,5
Pic	----	---	730.81	484.00	3019.50	2208.00
Pic satisfait	1515,09	769,67	730,81	478,33	1028,43	2182,5
EnR	9651,87	10303,87	9651,87	10303,87	9651,87	10303,87
EnR PV	4775,50	1826,64	4775,50	1826,54	4775,50	1826,54
EnR éolien	4876,37	8477,23	4876,37	8477,23	4876,37	8477,23
EnR perdue	1091,37	445,16	2031,28	870,56	7687,40	7622,77
EnR pompe	2431,97	2003,28	1477,51	1575,74	1964,47	2681,11
%EnR perdue	11,31%	4,32%	21,14%	8,45%	79,64%	73,98%
Rendement STEP	62,32%	38,42%	49,46%	30,41%	53,43%	83,00%
%EnR perdue sans STEP	36,49%	23,76%	36,52%	23,74%		
Part EnR	29,77%	29,24%	26,54%	27,98%	6,83%	7,95%
Part EnR sans STEP	21,31%	23,29%	21,20%	27,32%		
%non satisfait	0,208%	1,104%	0%	0,017%	6,92%	0,076%
% pic couvert	----	----	100%	98.83%	34.06%	98.85%

Le système n'étant pas optimisé et la période de fonctionnement courte, on ne peut pas tirer de conclusions intéressantes, cependant on note :

- que la stratégie 3 n'est pas intéressante avec les caractéristiques utilisées dans cette simulation et ne le sera pas pour les autres configurations; en effet, les puissances produites par les systèmes photovoltaïques et éoliens ne servent qu'à alimenter les pompes et n'alimentent pas la charge directement : il n'y a donc pas d'intérêt à ce que les puissances PV et éoliennes soient très supérieures à celles des pompes ce qui limite l'intérêt du recours aux EnR et ce d'autant plus que l'énergie excédentaire à la puissance de la pompe est perdue alors qu'elle pourrait être aisément renvoyée directement à la charge**. Nous décidons donc de ne pas étudier cette stratégie dans la suite de ce travail et de nous concentrer sur les stratégies 1 et 2.**
- la part d'EnR perdue est faible pour la stratégie 2 voire très faible pour la stratégie 1 et dans les deux cas fortement réduite par rapport au même système sans le stockage d'énergie par STEP, un des objectifs recherché semble donc atteint.
- l'apport de la STEP est plus important en été qu'en hiver au niveau de la part des EnR dans la production totale.
- le rendement de la STEP est souvent faible car la STEP n'est probablement pas correctement dimensionnée ou le cyclage pas suffisant sur la période considérée. Ce paramètre n'a pas signification que s'il est calculé sur une période suffisamment longue.
- la part de la pointe de consommation satisfaite avec l'introduction de la STEP est très proche de 100% avec une part d'énergie perdue que l'on peut considérer comme faible ; l'objectif de combler les pointes de consommation avec un système hybride PV/Eolien/STEP semble donc sur ces deux périodes atteint.

3.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les profils de consommation ainsi que les stratégies de fonctionnement du couplage entre le système PV/Eolien et la STEP.

Simuler la totalité des moyens de production de l'île et la gestion des différents flux électriques est une tâche difficile ; par conséquent, nous avons essayé de nous rapprocher le plus possible de la situation réelle mais nous avons négligé la production hydraulique qui peut atteindre entre 25 et 30% de la production globale annuelle (surtout présente en hiver), ce qui est une hypothèse qui nous éloigne beaucoup de la situation réelle. Parmi les autres hypothèses, il a été décidé que le parc de production thermique est constitué de 8 moteurs de 20 MW, que le câble SACOI fournit 50 MW au réseau en permanence (hypothèse exacte) et que le second câble SARCO peut apporter au réseau électrique une puissance dépendante de la saison (dans la réalité, elle dépend de négociations permanentes avec ENEL, mais globalement elle délivre moins d'électricité en été qu'en hiver).

Nous avons également défini la pointe de consommation mais la définition que nous en avons donnée n'est pas unique et celle-ci pourrait être tout autre ; cependant, elle est importante car nous envisagerons d'avoir deux stratégies de fonctionnement de notre système dans lesquelles l'objectif premier est d'utiliser notre système PV/Eolien/STEP pour satisfaire ces pointes de consommation en lieu et place des turbines à combustion utilisées actuellement avec un coût de production du kWh électrique très élevé.

Enfin, nous avons présenté les 3 stratégies de fonctionnement et de gestion du système tout en gardant à l'esprit que ces stratégies sont peu applicables en situation réelle ; en effet, une gestion optimale d'un système complexe de mix énergétique ne peut se faire qu'en connaissant à l'avance les quantités d'énergie susceptibles d'être produites (ou consommées) par les différents moyens de production et en particulier les moyens utilisant des sources renouvelables intermittentes et imprévisibles.

La première stratégie a pour objectif d'augmenter la part des EnR intermittentes dans le mix énergétique tout en diminuant la quantité d'énergie perdue du fait de la limitation de la part des EnR à 30% de la puissance totale produite à chaque instant.

Les domaines de variation des différentes grandeurs intervenant dans les performances du système telles que volume du stockage, puissance installée de photovoltaïque et d'éolien, puissance du groupe de pompage/turbinage ont été choisis afin de rester dans un domaine réaliste :

- les volumes de stockage d'eau ont été déterminés à partir des volumes de stockage existant actuellement en Corse dans les diverses centrales hydrauliques ;
- la hauteur manométrique, prise constante à 400 mètres, a été aussi choisie après avoir passé en revue celles mises en jeu dans les centrales actuelles ;
- la gamme de puissance des éoliennes et centrales PV a été choisie en fonction des puissances actuellement installées et des perspectives attendues par les décideurs locaux et sachant que certaines centrales PV sont déjà déconnectées car la limite des 30% est parfois dépassée.
- la gamme de puissance des groupes pompage/turbinage a été choisie en fonction de celles existantes actuellement en Corse mais également en fonction des puissances installées de PV et d'éolien qui vont les alimenter en électricité.

Afin d'illustrer les trois stratégies proposées nous avons tracé les principales grandeurs énergétiques et calculer les paramètres caractérisant les performances du système PV/Eolien/STEP sur une période de 5 jours. Sur cette période, il a semblé que la stratégie 3

n'était pas judicieuse alors que la stratégie 2 semblait remplir sa mission i.e. combler les pics de consommation tout au moins sur la période considérée. **Nous avons donc décidé de ne plus prendre en considération dans la suite de ce travail la stratégie 3.**

Nous allons dans le chapitre 4 calculer ces principales grandeurs et principaux paramètres sur une période de 1 an pour différentes configurations du système étudié (volume de stockage, puissance installée PV et éolienne, puissances du groupe pompe/turbine). Nous étudierons l'influence des paramètres de configuration sur les grandeurs énergétiques et sur les performances globales du système afin d'en tirer des conclusions sur le meilleurs compromis pour une gestion optimale des flux d'énergie.

Chapitre 4

Influence des caractéristiques du système photovoltaïque/éolien/STEP sur ses performances énergétiques

4.1. Introduction

Notre objectif est d'observer l'influence des caractéristiques essentielles du système PV/Eolien/STEP (volume de stockage, puissance du groupe Pompe/turbine, Puissance installée photovoltaïque et éolienne) sur les performances énergétiques, sur l'augmentation du taux d'intégration des énergies renouvelables intermittente et la baisse de la part perdue des énergies renouvelables due à la limitation des 30% de la charge, mais également sur la part de la pointe couverte dans le cas de la stratégie 2.

Pour ce faire, nous allons, pour chacune des deux stratégies de fonctionnement, successivement faire varier chacune de ces caractéristiques tout en gardant les autres constants. Ainsi, nous pourrons tirer un certain nombre de conclusions sur l'influence de chaque caractéristique pour tenter de trouver la ou les meilleure(s) configuration(s).

Nous observerons ensuite la dépendance entre les paramètres de performances retenus ; part EnR et part du pic couvert versus pourcentage d'énergie perdue qui nous permettra de mettre en exergue les meilleures configurations du système photovoltaïque/éolien/STEP.

Nous discuterons également des avantages et inconvénients de chacune des deux stratégies et de leur efficacité par rapport au but recherché, celui d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique tout en maintenant la sécurité du réseau électrique et sans qu'une partie trop importante de l'énergie soit perdue dans le premier cas et celui de couvrir le plus possible la pointe de consommation.

Nous allons donc calculer pour chaque stratégie de fonctionnement les grandeurs énergétiques et les paramètres de performances qui ont été définis dans le chapitre 3. Les Tableaux regroupant la totalité des résultats seront présentés dans l'annexe de ce manuscrit.

La structuration de ce chapitre est la suivante :

- premier niveau : la stratégie 1 ou 2 ;
- second niveau : influence du volume de stockage, des puissances du groupe Pompe/Turbinage, des puissances installées photovoltaïques et des puissances installées éoliennes.
- dépendance des paramètres de performance entre eux.

4.2. Stratégie 1

4.2.1. Influence du volume de stockage

Le volume de stockage d'eau influe bien évidemment sur la quantité d'énergies renouvelables intermittentes stockables ; cependant il faut garder à l'esprit que si le groupe Pompe/Turbine est de faible puissance, ce stockage une fois vide risque de ne plus pouvoir se remplir complément et se comportera alors comme un stockage de volume inférieur.

Nous avons choisi de représenter les paramètres de performance pour 3 doubles configurations :

1. P_{pv} = 150 MWc P_{eole}=90 MW Pompe/Turbine 4 x 20 MW et 4 x 10 MW
2. P_{pv} = 250 MWc P_{eole}=90 MW Pompe/Turbine 4 x 20 MW et 4 x 10 MW
3. P_{pv} = 75 MWc P_{eole}=90 MW Pompe/Turbine 4 x 20 MW et 4 x 10 MW

Le volume de stockage a varié dans une gamme de 0,2 à 2 Mm^3 toujours dans l'esprit de rester dans un domaine de variation compatible avec la réalité. Nous avons également calculé

les performances du système sans la présence de la STEP afin de pouvoir juger de l'amélioration apportée par sa présence, ce qui l'objectif de la stratégie 1.

Nous présentons les principaux résultats obtenus sans la STEP dans le Tableau 4.1 (la totalité des résultats sont présentés en Annexe A4.1). Dans ce cas, les deux paramètres PartEnR* et PartEnR** sont identiques pour chaque configuration puisque la groupe Pompe/Turbine est absent, dans ce cas, l'énergie renouvelable utile est limitée à la part des EnR inférieure aux 30% de la charge.

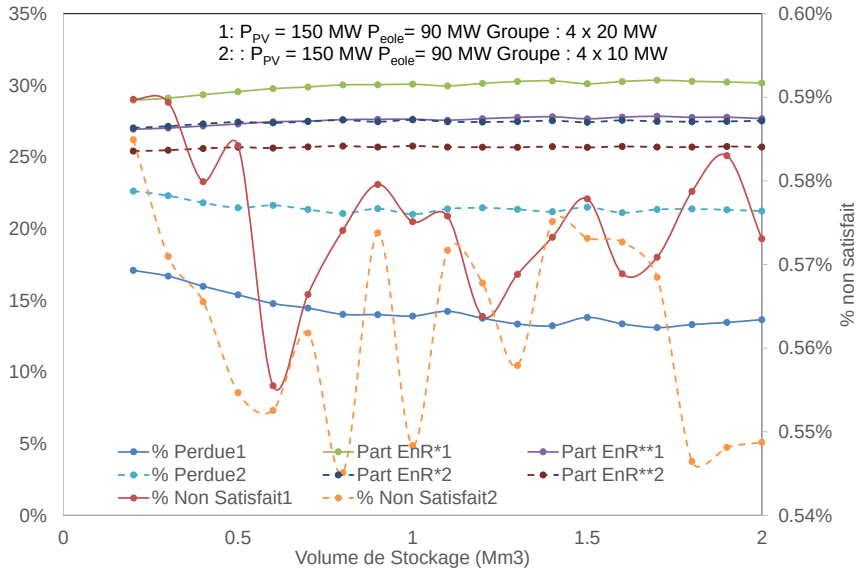
Tableau 4.1. Principaux paramètres pour le système sans la STEP

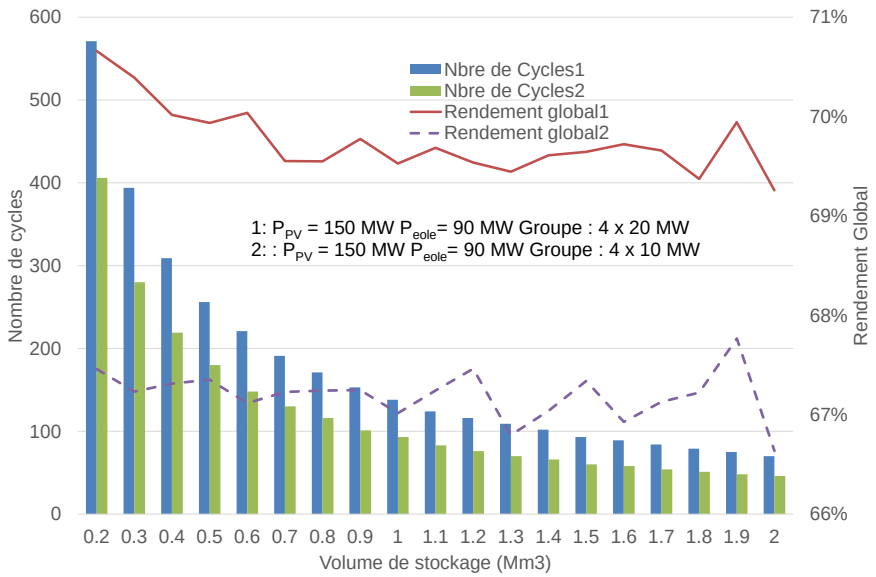
P_{PV}	P_{eole}	%perdu	%non satisfait	PartEnR
150	90	36,85%	0,59%	22,06%
250	90	47,60%	0,57%	22,55%
75	90	27,30%	0,63%	21,01%

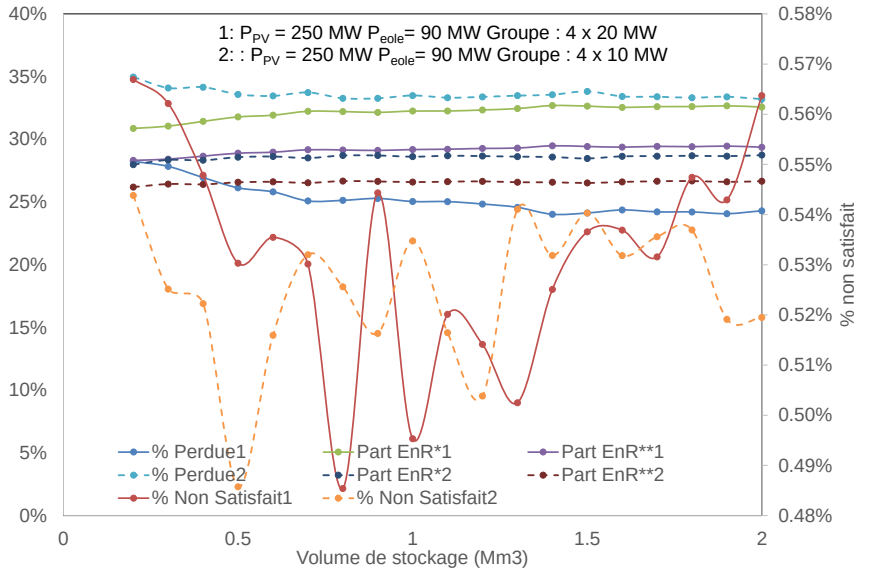
On note à partir du Tableau 4.1 que la part de l'énergie renouvelable qui contribue à alimenter les consommateurs augmente peu quand les puissances installées PV et éoliennes augmentent.

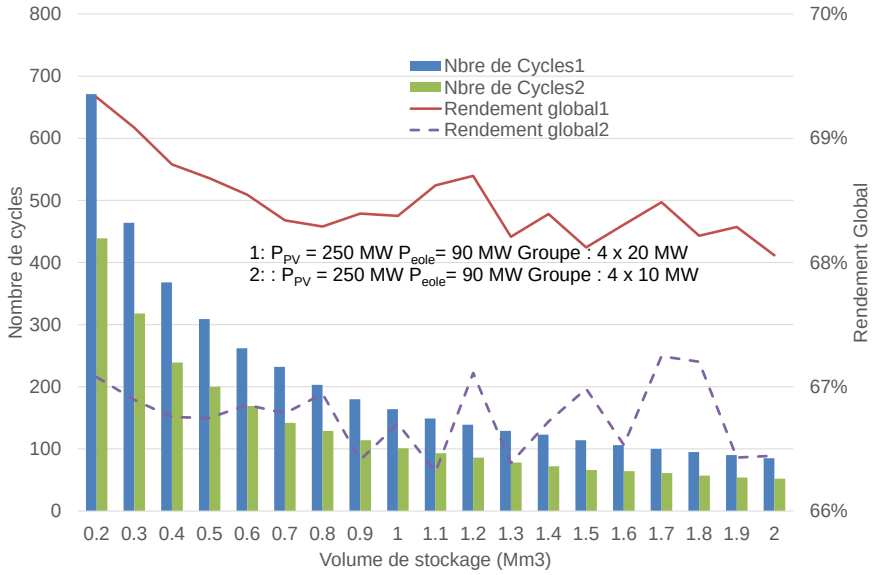
Même sans la STEP, la part de l'énergie consommée non satisfaite est très faible, cela est dû à nos hypothèses au niveau des moyens de production choisis et de l'empilement de ces moyens ; l'apport de la STEP n'aura donc pas un effet important sur ce paramètre qui est déjà pratiquement nul, mais influera sur la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique et sur le pourcentage de ces énergies intermittentes perdues du fait de la contrainte des 30%.

Nous avons reporté sur la Figure 4.1 la variation des principaux paramètres de performances en fonction du volume d'eau stockée : deux figures sont présentes pour chaque configuration, la première présentant les pourcentages de pertes EnR, de la charge non satisfaire et celle d'EnR dans la production, la seconde montre les performances de la STEP en terme de nombre de cycles et de rendement global. Les configurations sont précisées sur chaque figure.




Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
1: P_{PV} = 150 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 20 MW
2: : P_{PV} = 150 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 10 MW
Nombre de cycles
Rendement Global
Volume de stockage (Mm3)


1: P_{PV} = 250 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 20 MW
2: : P_{PV} = 250 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 10 MW
% Perdue1
% Perdue2
% Non Satisfait1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Non Satisfait2
Part EnR**1
Part EnR**2
% non satisfait
Volume de stockage (Mm3)


Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
1: P_{PV} = 250 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 20 MW
2: : P_{PV} = 250 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 10 MW
Nombre de cycles
Rendement Global
Volume de stockage (Mm3)

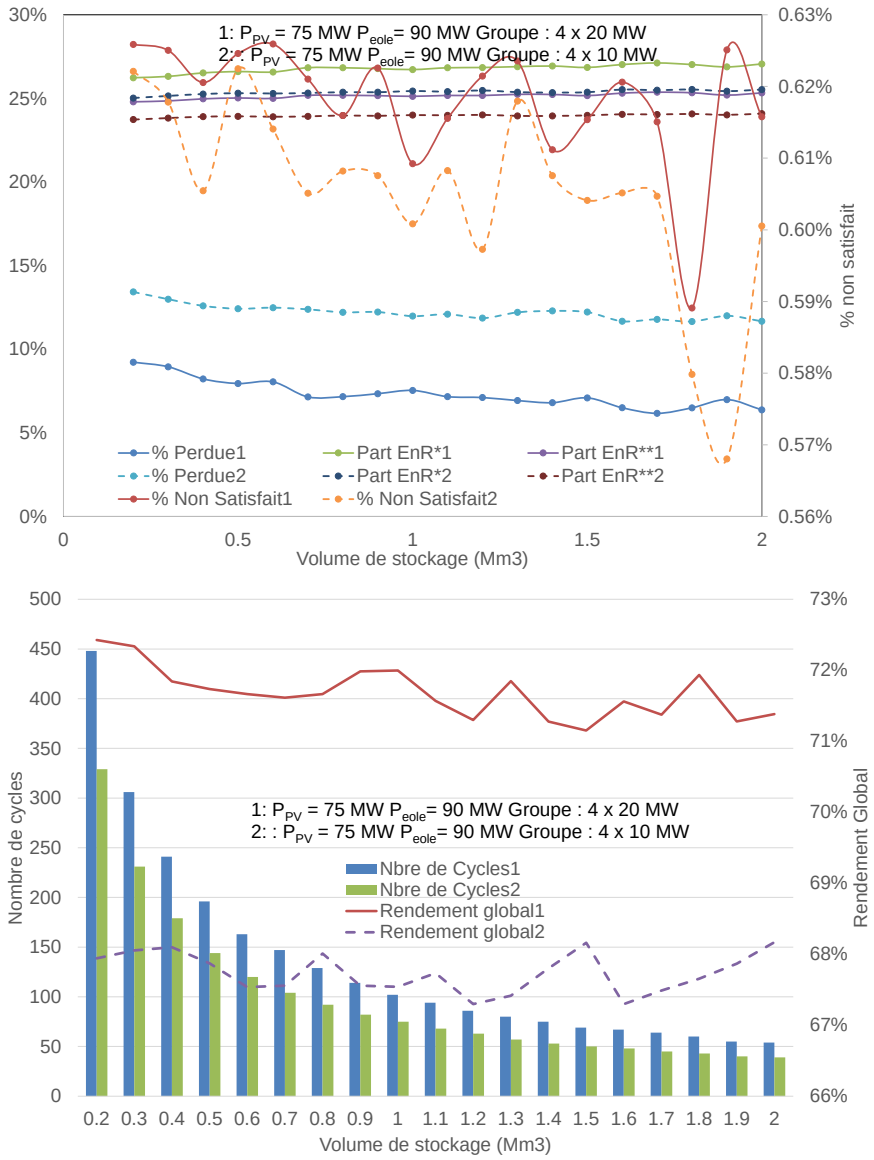


Figure 4.1. Variation des paramètres de performance en fonction du volume d'eau stockée dans le cas de la stratégie 1 pour un groupe Turbine/pompe réversible.

Nous pouvons faire un certain nombre de constations :

- les paramètres de performances, quels qu'ils soient, varient très peu en fonction du volume de stockage pour une même configuration (même puissance installée d'EnR et même groupe Pompe/Turbine);
- les variations du pourcentage de la charge non satisfaite sont également faibles (échelle de droite) ; cela est dû au fait que les autres moyens de production n'étant pas totalement utilisés, ils comblent la partie non apportée par les EnR.
- ces variations ne sont pas décroissantes ou croissantes comme nous aurions pu nous y attendre car il aurait été « logique » que le volume de stockage augmentant, la part des EnR augmentent aussi et que le pourcentage perdue d'EnR diminue (ainsi que le pourcentage de non satisfaction de la charge). Or, il apparaît que la condition introduite dans la stratégie 1 de vider le réservoir lorsque le niveau de celui-ci a atteint 90% de sa capacité maximale soit à l'origine de ces irrégularités ; en fait, pendant la vidange du réservoir la production des EnR est limitée aux 30% de la charge, aucune partie de cette production ne pouvant alors être stockée). Selon la simultanéité ou non

de cette décharge avec une forte ou faible production EnR, les paramètres calculés varient beaucoup et introduisent des discontinuités.

- pour une même puissance installée d'EnR, le fait de diminuer la puissance des pompes/turbines augmente l'énergie EnR perdue puisque la partie des EnR au-delà des 30% qui pourrait alimenter les pompes est diminuée (la même raison explique la diminution de la part des EnR dans la production totale); l'énergie de la charge non satisfaite ne change pas car d'autres moyens de production remplaceront la partie EnR non utilisée.
- le rendement de la STEP ne varie pas en fonction du volume stockée et ne varie que légèrement quand la puissance installée EnR change ; par contre le nombre de cycles est fortement influencé par le volume de stockage ; plus le volume sera faible plus il sera amené à être vide puis de nouveau rempli.
- On note que le rendement de la STEP est de l'ordre de 66-72% ce qui est en accord avec la littérature et conforte nos hypothèses quant aux courbes de rendement des pompes et turbines que nous avons utilisées ; comme nous l'avons déjà précisé, le fait de travailler avec des énergies fortement fluctuantes pour alimenter la pompe explique que le rendement d'une STEP fonctionnant avec de EnR intermittentes soit plus faible que si elle était alimentée par une source « contrôlable » dont la puissance serait en permanence adaptée à la pompe pour qu'elle fonctionne à son rendement maximum.

Si on compare maintenant les résultats obtenus avec la STEP et sans elle, on note :

- que la présence de la STEP diminue l'énergie perdue de moitié voire des 2 tiers selon la puissance du groupe pompe/turbine et de la puissance installée ; plus la puissance pompe turbine est importante, plus de production en provenance d'énergies renouvelables (au-delà des 30%) peut lui être stockée, diminuant ainsi les pertes.
- la part des EnR augmente de près de 50% (d'environ 20% à 30%) et cette augmentation est d'autant plus importante que la puissance installée EnR et la puissance du groupe pompe/turbine est importante.

Dans l'annexe A4.1, apparaissent les nombres de pannes (dans la réalité de nombre de recours à une turbine à combustion), celles-ci sont très rares au printemps et en été et très nombreuses en hiver (1,5 fois/jour en moyenne), leur nombre est deux fois moins élevé en automne qu'en hiver.

4.2.2. Influence de la puissance du groupe Pompe/Turbine

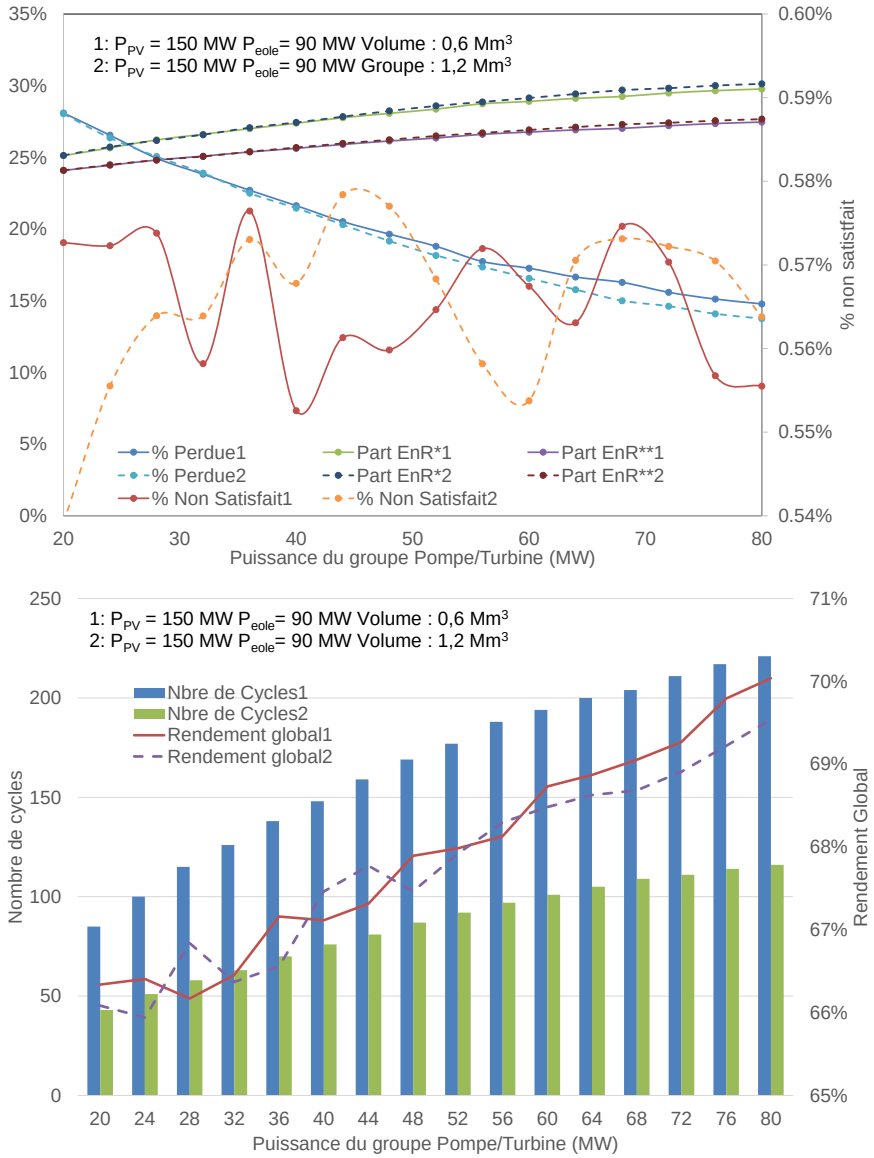
La puissance du groupe Pompe/Turbine influe d'une part sur la part d'énergie perdue EnR puisque plus celle-ci est faible, plus la puissance EnR disponible au-delà des 30% qui alimentera la pompe sera faible ; d'autre part, si la puissance produite par la turbine n'est pas suffisamment élevée pour satisfaire la totalité de la puissance manquante de la charge, il y aura création d'une énergie de charge non satisfaite

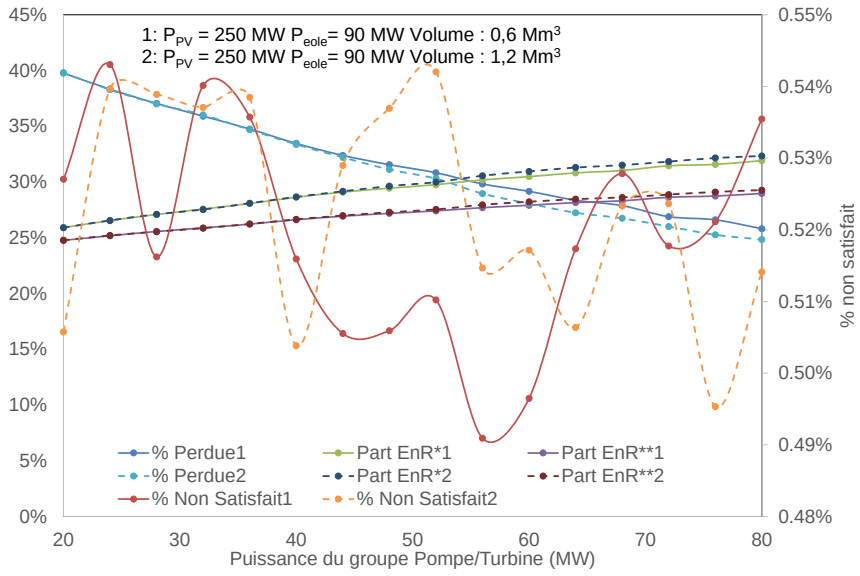
Nous avons choisi de représenter les paramètres de performance pour 3 doubles configurations :

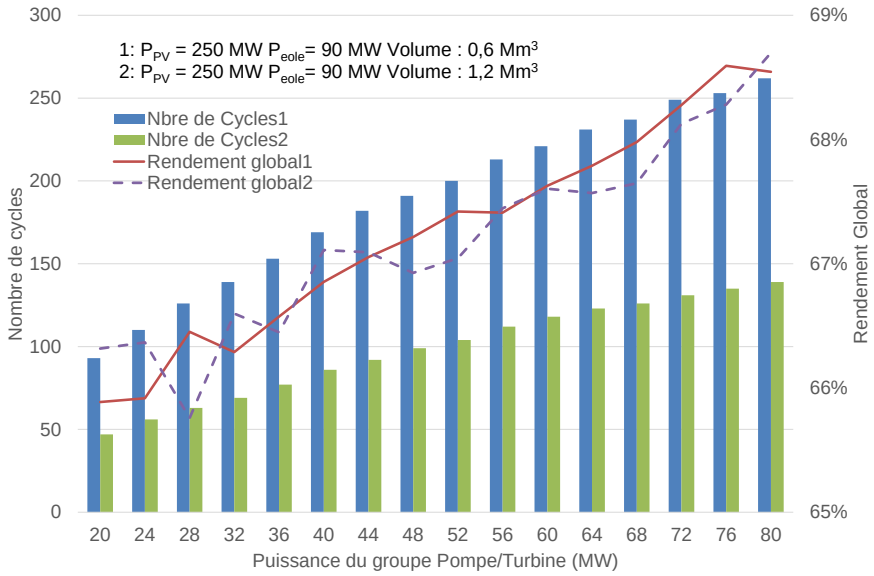
1. P_{pv} = 150 MWc P_{eole}=90 MW Volume de stockage : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
2. P_{pv} = 250 MWc P_{eole}=90 MW Volume de stockage : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
3. P_{pv} = 75 MWc P_{eole}=90 MW Volume de stockage : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3

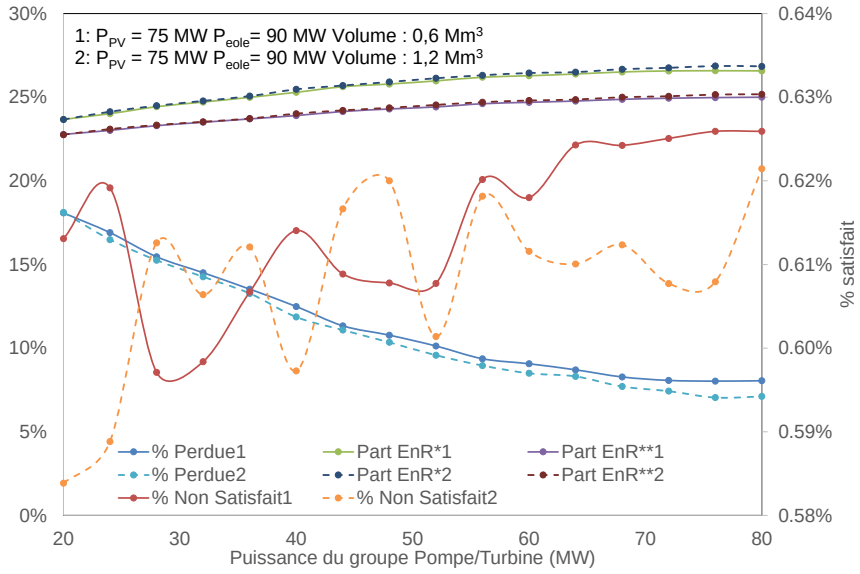
La puissance du groupe Pompe/Turbine a varié dans une gamme de 20 MW (4 x 5 MW) à 80 MW (4 x 20 MW). Les puissances installées des systèmes PV et éoliens n'ayant pas changé, les performances du système sans la présence de la STEP sont toujours présentées dans le Tableau 4.1.

La totalité des résultats des performances en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine sont présentés en Annexe A4.2). Nous avons reporté sur la Figure 4.2 la variation des principaux paramètres de performance en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine.




1: P_{PV} = 250 MW P_{eole}= 90 MW Volume : 0,6 Mm^3
2: P_{PV} = 250 MW P_{eole}= 90 MW Volume : 1,2 Mm^3
% Perdue1
% Perdue2
% Non Satisfait1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Non Satisfait2
Part EnR**1
Part EnR**2
% non satisfait
Puissance du groupe Pompe/Turbine (MW)


1: P_{PV} = 250 MW P_{eole}= 90 MW Volume : 0,6 Mm^3
2: P_{PV} = 250 MW P_{eole}= 90 MW Volume : 1,2 Mm^3
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance du groupe Pompe/Turbine (MW)


1: P_{PV} = 75 MW P_{eole}= 90 MW Volume : 0,6 Mm^3
2: P_{PV} = 75 MW P_{eole}= 90 MW Volume : 1,2 Mm^3
% Perdue1
% Perdue2
% Non Satisfait1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Non Satisfait2
Part EnR**1
Part EnR**2
% satisfait
Puissance du groupe Pompe/Turbine (MW)

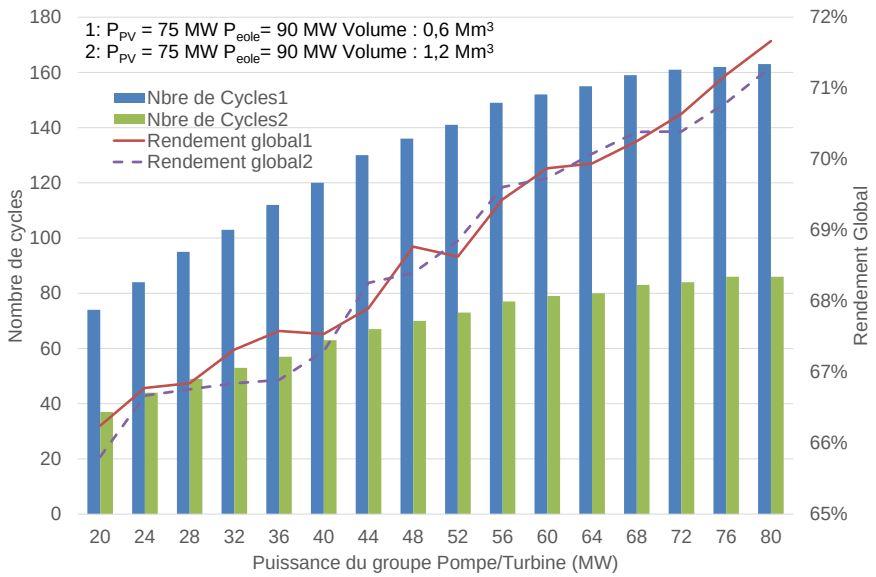


Figure 4.2. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine dans le cas de la stratégie 1 pour un groupe Turbine/pompe réversible.

Nous pouvons faire un certain nombre de constations :

- l'influence du volume de stockage est très faible sur les paramètres de performances, pour une même puissance du groupe Pompe/Turbine et les mêmes puissances installées EnR; les deux courbes pour chaque volume sont quasi-confondues ; une légère influence sur la part de l'énergie EnR perdue est visible.
- les variations du pourcentage de la charge non satisfaite sont également faibles (de l'ordre de 0,04% sur la gamme de puissance) ; l'explication est la même que celle donnée pour l'influence du volume de stockage.
- L'influence de la puissance du groupe sur la part EnR semble plus importante que l'influence du volume de stockage.
- La variation la plus significative est au niveau de la part d'énergie perdue qui diminue fortement lorsque la puissance du groupe augmente, ce qui est évident car plus la puissance de la pompe est élevée, plus grande est la part de l'énergie EnR excédentaire aux 30% susceptible d'être utilisée pour alimenter la pompe et donc moins d'énergie EnR est perdue. Cette constatation avait déjà été faite dans le paragraphe précédent.
- le rendement de la STEP qui était très peu sensible au volume de stockage, l'est plus à la variation de puissance de groupe et ce d'autant plus que la puissance installée EnR est faible (75 kWc PV : 66-71% ; 150 kWc PV : 66-70% ; 250 kWc PV : 66-68%).
- le nombre de cycles augmente quand la puissance du groupe augmente pour un même volume de stockage puisque les débits mis en jeu seront plus importants et que le stockage pourra se remplir et se vider plus rapidement ; ce nombre de cycles a tendance à se stabiliser et ce d'autant plus rapidement que le volume de stockage est grand.
- le rendement de la STEP est toujours dans une gamme en accord avec la littérature.

Si on compare maintenant les résultats obtenus avec la STEP et sans elle, on note :

- que la présence de la STEP diminue l'énergie perdue de moitié dans le cas de la puissance EnR installée la plus grande et entre un facteur 3 et 4 pour la puissance EnR installée la plus faible voire des 2 tiers selon la puissance du groupe pompe/turbine et de la puissance installée ; en augmentant encore la puissance de la pompe-turbine, nous pourrions atteindre une énergie EnR perdue nulle.

- la part des EnR augmente de l'ordre de 50% quand la puissance installée EnR est élevée (d'environ 22% à 32%), mais cette augmentation est moindre avec une faible puissance installée (environ 25%, de 21 à 27%).

4.2.3. Influence de la puissance installée éolienne

La puissance installée éolienne influe sur la part d'énergies renouvelables, mais également sur la part d'énergie perdue car si cette puissance installée est trop grande, l'énergie produite (ou susceptible de l'être) dépassera les 30% de la charge mais risque de ne pas pouvoir être utilisée par le groupe Turbine/pompe si la puissance de la pompe est dépassée.

Nous avons choisi de représenter les paramètres de performance pour 3 doubles configurations :

1. P_{pv} = 100 MWc Pompe/turbine : 4 x 20MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
2. P_{pv} = 100 MWc Pompe/turbine : 4 x 10MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
3. P_{pv} = 200 MWc Pompe/turbine : 4 x 20MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3

La puissance installée éolienne a varié dans une gamme de 30 MW à 300 MW. Les puissances installées EnR variant, les performances du système sans la présence de la STEP varient pour chaque puissance installée éolienne, nous avons tracé sur la Figure 4.3 les performances du système sans STEP pour différentes puissances installées éoliennes.

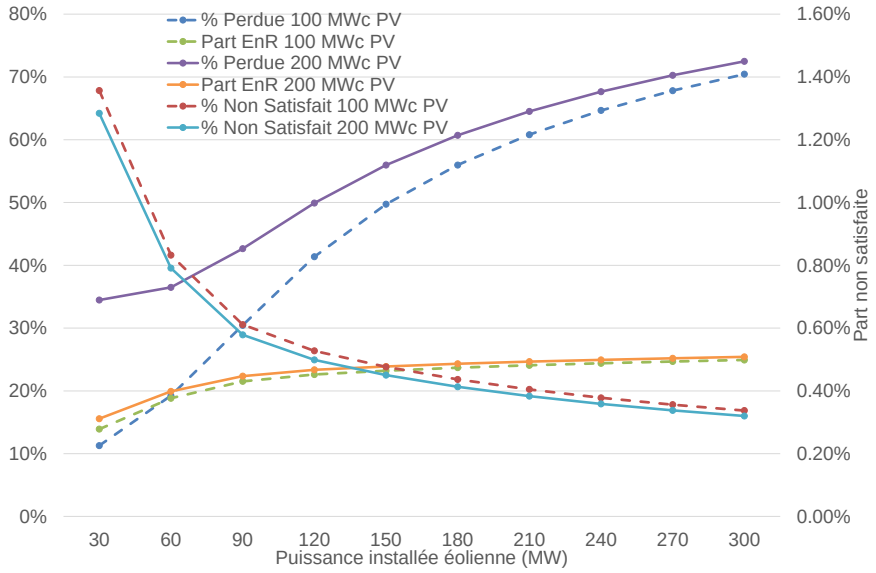
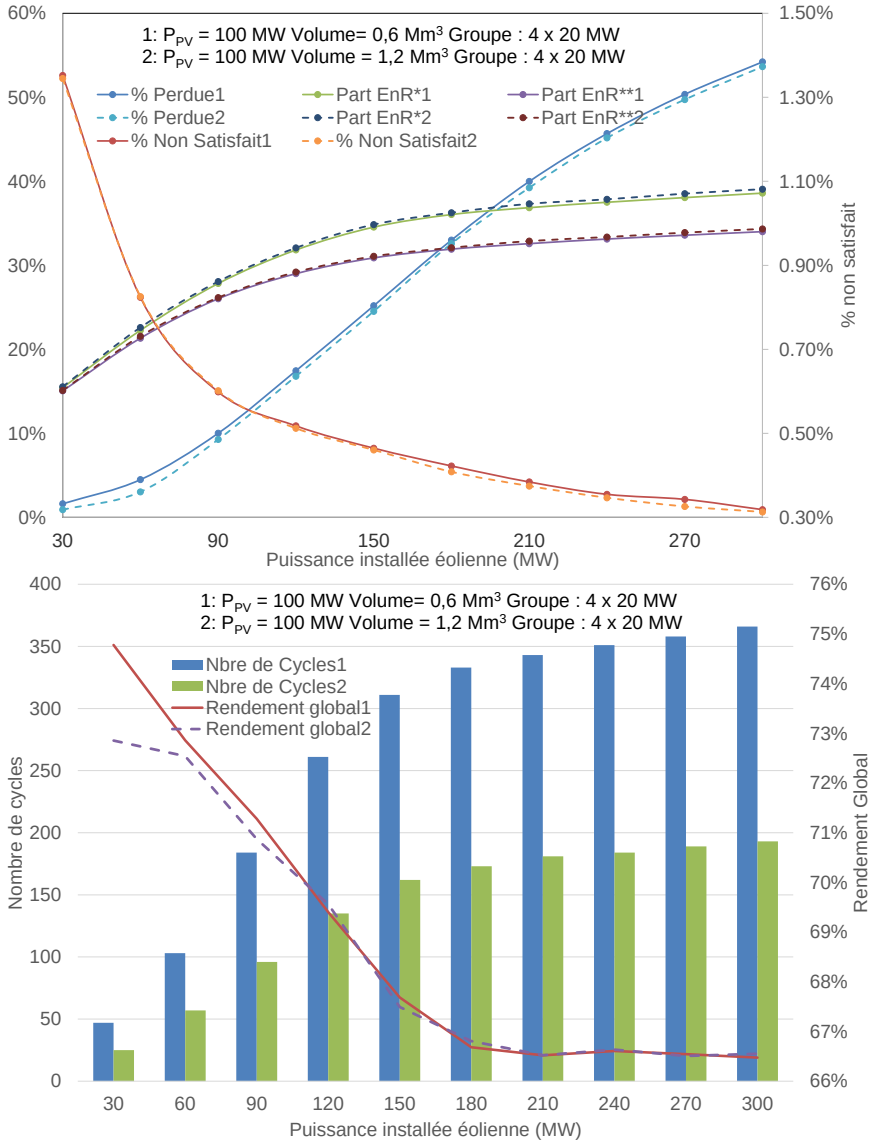


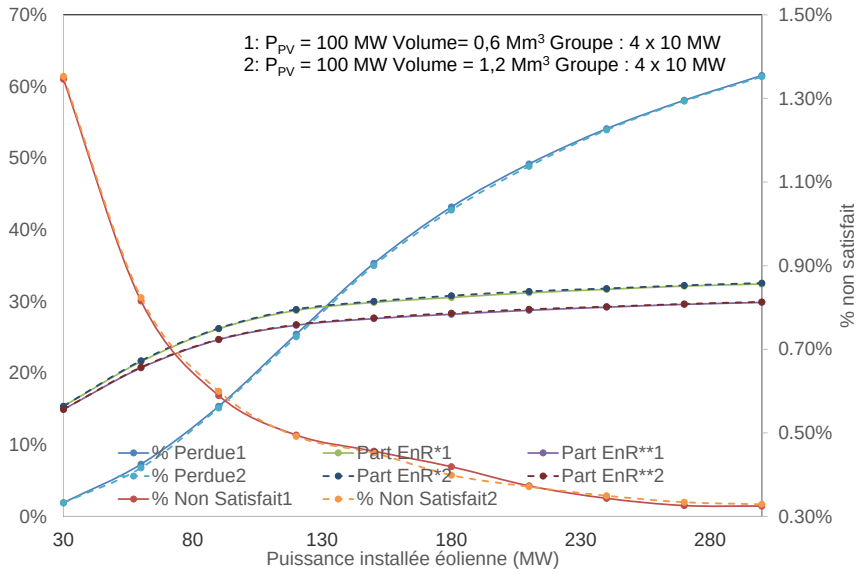
Figure 4.3. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée éolienne pour un système sans STEP.

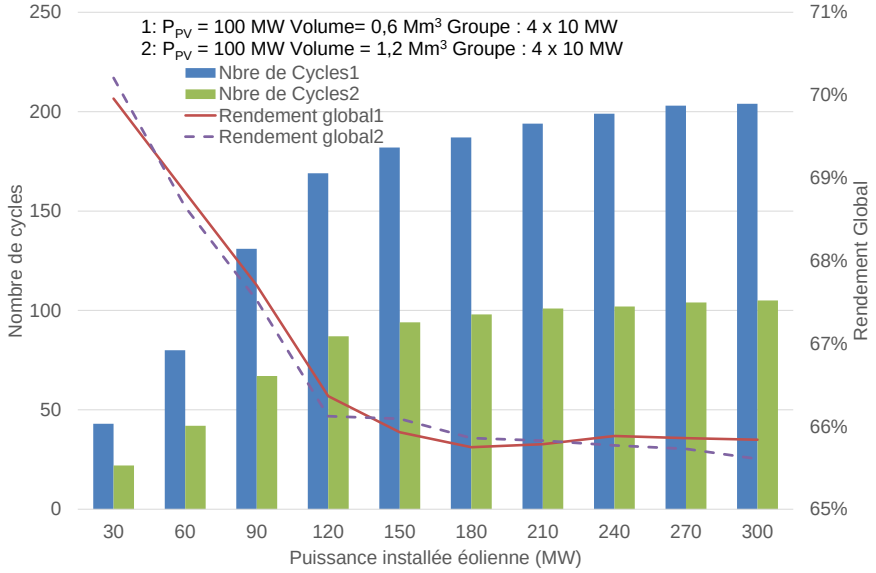
Il apparaît clairement que la part EnR tend à se stabiliser quand la puissance éolienne augmente ; en fait, à partir d'un certain seuil (120-150 MW) la puissance éolienne installée supplémentaire ne pourra plus être utilisée pour alimenter la charge directement, les 30% de la charge ayant été atteints ; cette constatation se retrouve sur la courbe représentative de la part d'énergie perdue qui se met à croître considérablement à partir de ce seuil. Il apparaît donc qu'il n'y a pas d'intérêt à augmenter la puissance installée des éoliennes au-delà d'une certaine valeur car cette augmentation ne fera qu'accroitre l'énergie perdue.

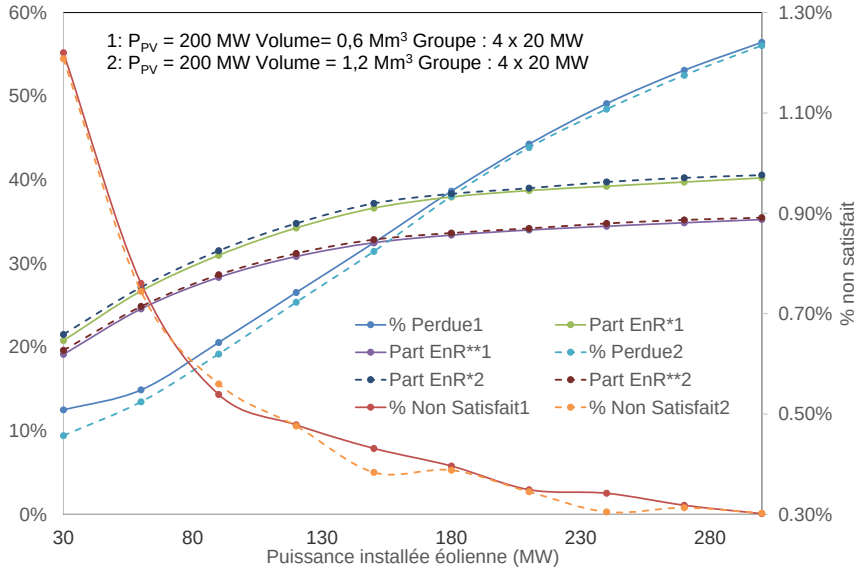
La présence de la STEP devrait permettre de récupérer une partie de cette énergie perdue et de la rendre utilisable, mais seulement si la puissance produite par le parc éolien au-delà des 30% n'excède pas la puissance du groupe de pompage.

La totalité des résultats des performances en fonction de la puissance installée éolienne sont présentés en Annexe A4.3). Nous avons reporté sur la Figure 4.4 la variation des principaux paramètres de performances en fonction de la puissance installée éolienne.




1: P_{PV} = 100 MW Volume= 0,6 Mm³ Groupe : 4 x 10 MW
2: P_{PV} = 100 MW Volume = 1,2 Mm³ Groupe : 4 x 10 MW
% Perdue1
% Perdue2
% Non Satisfait1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Non Satisfait2
Part EnR**1
Part EnR**2
% non satisfait
Puissance installée éolienne (MW)


1: P_{PV} = 100 MW Volume= 0,6 Mm³ Groupe : 4 x 10 MW
2: P_{PV} = 100 MW Volume = 1,2 Mm³ Groupe : 4 x 10 MW
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance installée éolienne (MW)


1: P_{PV} = 200 MW Volume= 0,6 Mm³ Groupe : 4 x 20 MW
2: P_{PV} = 200 MW Volume = 1,2 Mm³ Groupe : 4 x 20 MW
% Perdue1
Part EnR*1
Part EnR**1
% Perdue2
Part EnR*2
Part EnR**2
% Non Satisfait1
% Non Satisfait2
% non satisfait
Puissance installée éolienne (MW)

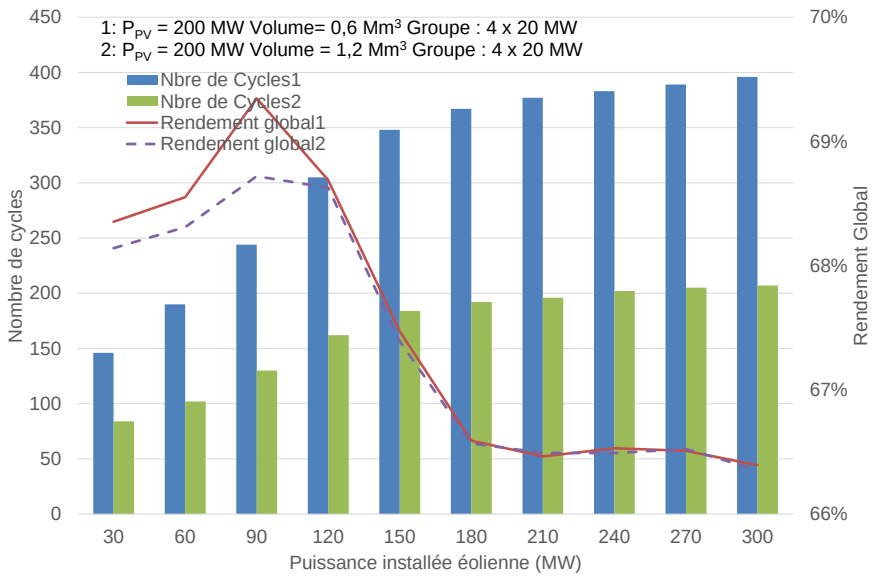


Figure 4.4. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée éolienne dans le cas de la stratégie 1 pour un groupe Turbine/pompe réversible.

Si on compare les résultats obtenus avec la STEP et sans elle, on note :

- que la présence de la STEP n'intervient pas sur la part d'énergie non satisfaite car d'autres moyens de production d'énergie prennent la relève.
- au niveau de l'énergie perdue, la présence de la STEP la réduit dans des proportions qui dépendent de la puissance du groupe Pompe/Turbine, plus celle-ci est faible, moins l'influence de la STEP est importante ce qui est normal puisque la puissance de la pompe limite la part excédentaire des 30% utilisables.

Si on observe maintenant l'influence de la puissance installée éolienne sur les performances du système avec STEP, on constate :

- **comme dans le cas du système sans STEP, qu'au-delà d'une valeur seuil la part des EnR dans la production ne varie que très peu (même explication que sans la STEP). Bien sûr, ce seuil de stabilisation est atteint pour une valeur plus importante de la puissance installée car avec la STEP, plus d'énergie renouvelable est utilisée. Au-delà de cette valeur seuil, une augmentation de la puissance installée éolienne n'aurait pas d'intérêt car la puissance électrique produite ne pourrait ni être envoyée à la charge directement ni être utilisée pour alimenter la pompe.**
- que pour une même puissance installée et un même groupe Pompe/Turbine, l'influence de la capacité de stockage est faible comme nous avions déjà pu le constater dans le paragraphe 2.1 (courbes pratiquement confondues) ;
- que l'énergie EnR perdue peut être très faible quand la puissance installée éolienne est petite ;
- **qu'au niveau des performances de la STEP, on a une chute du rendement global lorsque la puissance éolienne dépasse une valeur seuil ; cette valeur seuil est de l'ordre de 180 MW éolien quelle que soit la puissance PV installée et celle du groupe Pompe/Turbinage ; le rendement global se stabilise alors autour de 66%.**
- **que la valeur seuil de puissance installée à partir de laquelle le rendement et le nombre de cycles de la STEP devient constant est identique à celle pour laquelle la part d'EnR dans la production se stabilise.**

- Le nombre de cycles se stabilise également pour cette valeur de 180 MW autour de 360 pour un groupe Pompe/turbine de 80 MW contre 200 pour un groupe de 40 MW.

Tout autre paramètre étant constant, il apparaît donc évident, que l'influence positive de la STEP est réelle (moins d'énergie perdue et augmentation de la part EnR) mais au-delà d'une puissance installée éolienne, plus aucune amélioration n'a lieu puisque la STEP n'est plus capable d'absorber plus de puissance électrique en provenance des systèmes éoliens (et photovoltaïques).

Le rendement global de la STEP atteint une valeur limite inférieure de 66% indépendamment des puissances des autres moyens de production (PV et STEP) pour une puissance installée éolienne de 180 MW environ ; le nombre de cycles atteint également une valeur asymptotique dépendante de la puissance du groupe Pompe/Turbine.

4.2.4. Influence de la puissance installée photovoltaïque

La puissance installée PV influe, comme pour la puissance éolienne, sur la part d'énergies renouvelables, mais également sur la part d'énergie perdue car si cette puissance installée est trop grande, l'énergie produite (ou susceptible de l'être) dépassera les 30% de la charge mais risque de ne pas pouvoir être utilisée par le groupe Turbine/pompe si la puissance de la pompe est dépassée.

Nous avons choisi de représenter les paramètres de performance pour 3 doubles configurations :

1. P_{eole} = 90 MWc Pompe/turbine : 4 x 20MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
2. P_{eole} = 90 MWc Pompe/turbine : 4 x 10MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
3. P_{eole} = 40 MWc Pompe/turbine : 4 x 20MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3

La puissance installée PV a varié dans une gamme de 30 MW à 300 MW. Comme pour l'éolien, les puissances installées EnR variant, les performances du système sans la présence de la STEP varient pour chaque puissance installée éolienne, nous avons tracé sur la Figure 4.5 les performances du système sans STEP pour différentes puissances installées éoliennes.

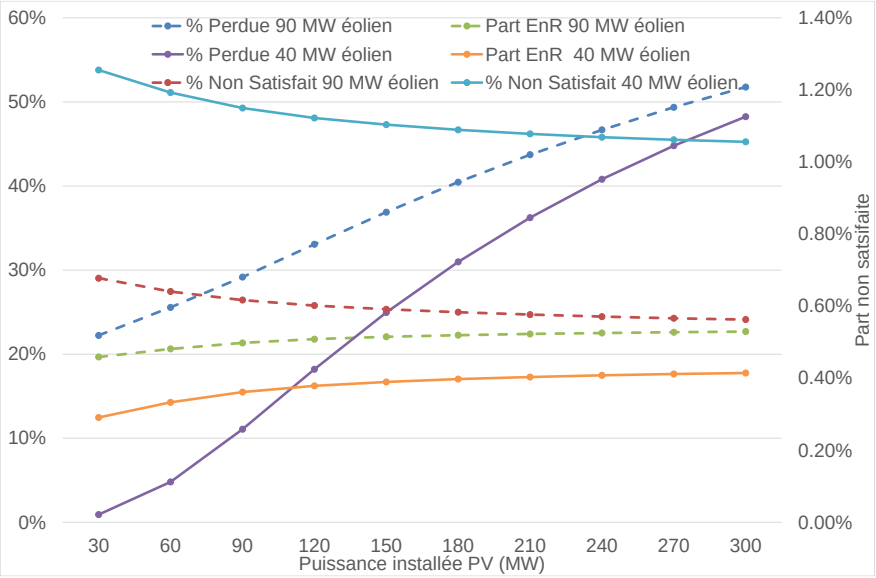


Figure 4.5. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée PV pour un système sans STEP.

Comme pour l'éolien, la part EnR tend à se stabiliser quand la puissance PV augmente ; à partir d'un seuil de l'ordre de 120 MWc la puissance PV installée supplémentaire ne pourra

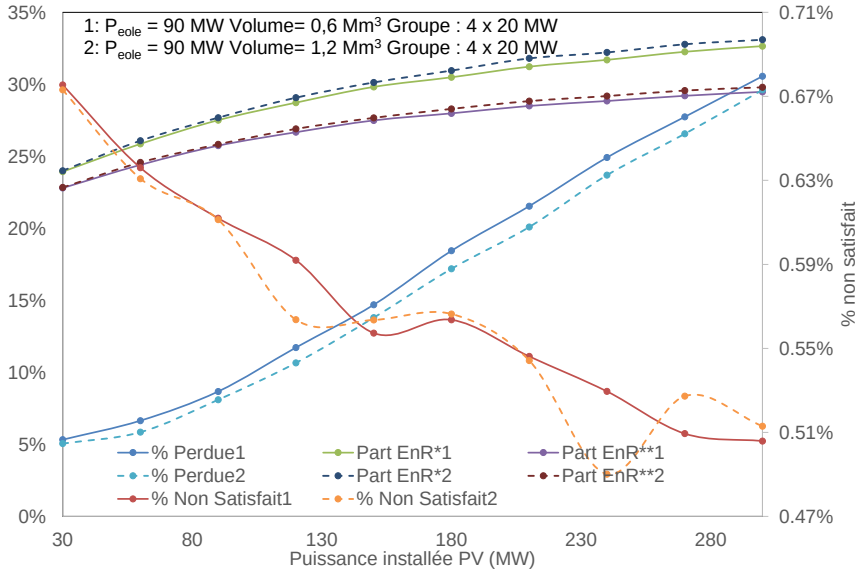
plus être utilisée pour alimenter la charge directement, les 30% de la charge ayant été atteints ; cette constatation se retrouve sur la courbe représentative de la part d'énergie perdue qui se met à croître considérablement.

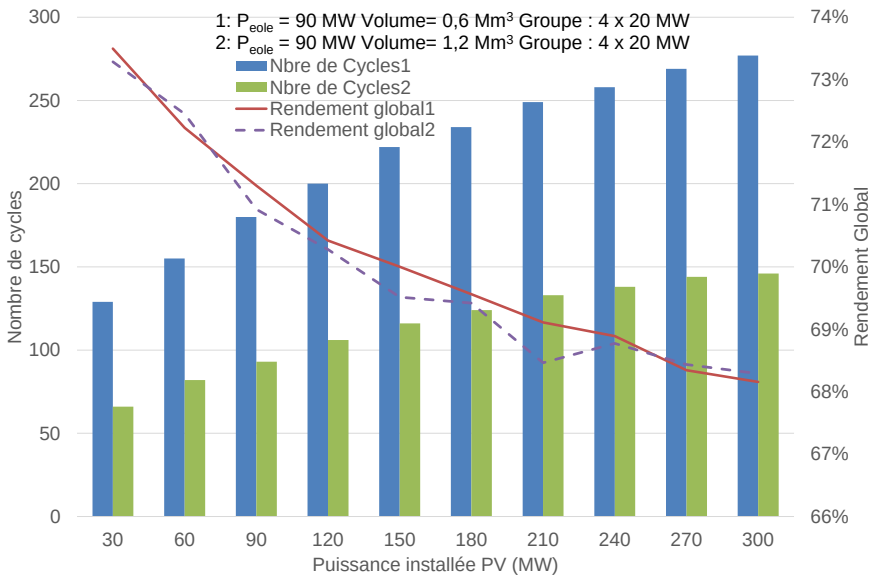
Si on compare la Figure 4.5 avec la Figure 4.3, on note deux différences principales : alors que la variation de la part EnR avec la puissance éolienne était sensiblement la même pour 100 et 200 MW PV installée, cette variation avec la puissance PV est plus significative selon la puissance éolienne (écart de l'ordre de 5-7%). Cela tend à montrer une influence plus forte de l'éolien sur la part EnR que le photovoltaïque.

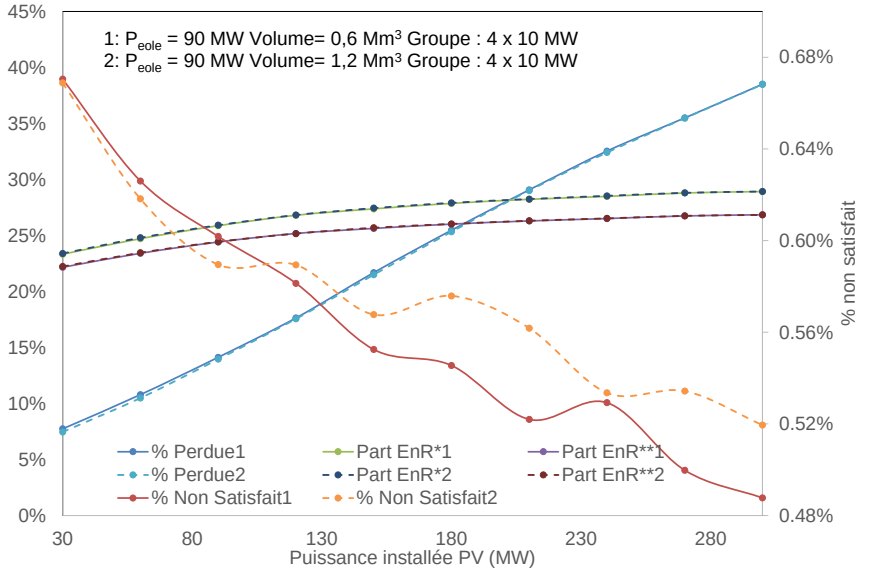
On retrouve cette différence au niveau de la part d'énergie perdue, moins sensible à la variation de la puissance PV qu'éolienne ; on note d'ailleurs que cette part atteint des valeurs très proches de zéro quand la puissance éolienne est faible (courbe 40 MW éolien sur Figure 4.5), mais est plus élevée pour une puissance PV faible.

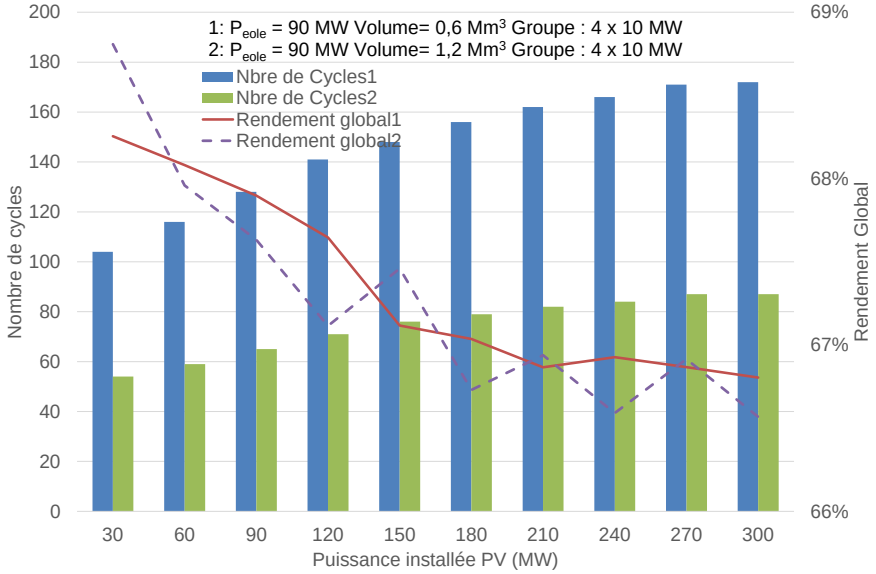
Ces deux constatations peuvent s'expliquer par le fait que l'énergie solaire n'est présente que le jour contrairement à l'énergie éolienne qui est présente aussi la nuit, donc produisant dans une période où la consommation est plus faible et donc donnant lieu à plus d'énergie perdue.

La totalité des résultats des performances en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine sont présentés en Annexe A4.4). Nous avons reporté sur la Figure 4.6 la variation des principaux paramètres de performance en fonction de la puissance installée éolienne.




1: P_{eole} = 90 MW Volume= 0,6 Mm³ Groupe : 4 x 20 MW
2: P_{eole} = 90 MW Volume= 1,2 Mm³ Groupe : 4 x 20 MW
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance installée PV (MW)


1: P_{eole} = 90 MW Volume= 0,6 Mm³ Groupe : 4 x 10 MW
2: P_{eole} = 90 MW Volume= 1,2 Mm³ Groupe : 4 x 10 MW
% Perdue1
% Perdue2
% Non Satisfait1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Non Satisfait2
Part EnR**1
Part EnR**2
% non satisfait
Puissance installée PV (MW)


1: P_{eole} = 90 MW Volume= 0,6 Mm³ Groupe : 4 x 10 MW
2: P_{eole} = 90 MW Volume= 1,2 Mm³ Groupe : 4 x 10 MW
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance installée PV (MW)

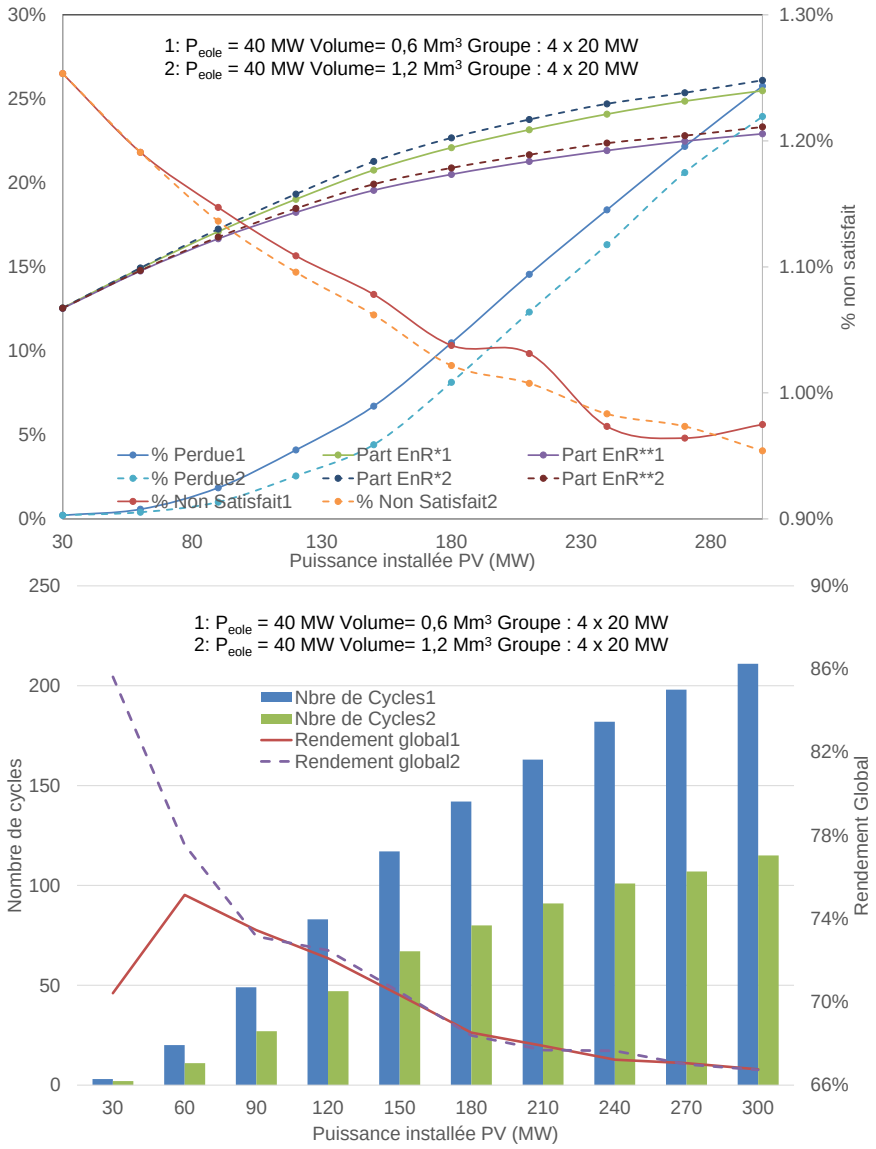


Figure 4.6. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée PV dans le cas de la stratégie 1 pour un groupe Turbine/pompe réversible.

Si on compare les résultats obtenus avec la STEP et sans elle, on peut faire les mêmes observations que celles pour la variation de puissance éolienne installée.

Si on observe maintenant l'influence de la puissance installée PV sur les performances du système avec STEP, on constate :

- **comme dans le cas du système sans STEP, qu'au-delà d'une valeur seuil la part des EnR dans la production ne varie que très peu. Bien sûr, ce seuil de stabilisation est atteint pour une valeur plus importante de la puissance installée car avec la STEP, plus d'énergie renouvelable est utilisée. Les constations sont identiques à celles observées pour une augmentation de la puissance installée éolienne.**
- que pour une même puissance installée et un même groupe Pompe/Turbine, l'influence de la capacité de stockage est faible sur la part EnR et la part EnR perdue, sauf quand la puissance éolienne installée est faible (Cas 3);
- que la variation de l'énergie EnR perdue en fonction de la puissance PV est différente de celle en fonction de la puissance éolienne ; en particulier, un changement de pente

présent dans la Figure 4.4 n'apparait plus dans la Figure 4.6, ou ne commence à apparaitre pour des puissances installée EnR (PV + Eolien) plus importantes.

- qu'au niveau des performances de la STEP, on a une chute du rendement global plus régulière qu'avec une variation de puissance éolienne mais toujours avec une stabilisation autour de 66% quand la puissance éolienne installée est faible (Cas 3). On retrouve, une coïncidence de valeur seuil (120-150 MWc) de puissance PV à partir de laquelle le rendement et le nombre de cycles de la STEP et la part d'EnR dans la production totale se stabilise.
- le rendement ne dépend pas de la taille du stockage comme l'énergie perdue mais beaucoup plus des puissances installées et de la taille des pompes ; la raison a été explicitée dans les paragraphes précédents.
- Le rendement atteignant 90% pour 30 et 60 MW Photovoltaïque ne doit pas être pris en compte car avec 120 -150 MW EnR installée, peu de puissance sert à alimenter la pompe alors que l'énergie turbinée prend en compte celle qui l'a été avant que le barrage soit vide ; une grande part de l'énergie turbinée n'a pas été pompée au préalable, le rapport de ces deux énergies définissant le rendement global de la STEP n'est pas représentatif des performances de la STEP.
- Le nombre de cycles a tendance à se stabiliser comme nous l'avions déjà remarqué; dans le cas 3, avec de faibles puissances installées PV et éoliennes ; le nombre de cycles est extrêmement faible (il varie entre 2 et 115 pour un volume de stockage de 0,6 Mm^3).

4.2.5. Conclusion partielle sur la stratégie 1 avec une pompe/turbine réversible

Ce paragraphe nous a permis de tirer un certain nombre de constatations relatives à l'influence des différentes grandeurs entrant dans la configuration du système photovoltaïque/éolien/STEP :

- le volume de stockage influe peu sur la part d'énergies renouvelables perdues ainsi que sur la proportion de la production EnR dans la production globale d'électricité ; il interviendra de manière importante sur le nombre de cycles sans affecter pour autant la valeur du rendement global de la STEP.
- la puissance installée éolienne a une influence un peu différente de celle de la puissance installée photovoltaïque au niveau de l'énergie EnR perdue, cette différence est due au fait que l'énergie éolienne est présente également la nuit en des périodes où les besoins en électricité sont réduits, créant ainsi principalement de l'énergie EnR perdue.
- qu'il s'agisse de puissance installée éolienne ou PV, on note un effet de seuil (plus net dans le cas de l'éolien) au-dessus duquel la part EnR n'augmente plus ou que très peu, impliquant que la quasi-totalité de la production EnR est alors perdue ; ce seuil dépend peu du volume de stockage mais est plus lié à la puissance du groupe Pompage/turbinage ; il est de l'ordre de 180 MW pour l'éolien et de 120 MWc pour le photovoltaïque.
- de même, l'influence de la puissance éolienne sur le nombre de cycles fait apparaître une tendance asymptotique, faisant tendre ce nombre vers une valeur constante dépendante du volume de stockage et de la puissance du groupe pompage/turbinage. Le rendement de la STEP décroit rapidement lorsque cette puissance augmente puis reste constante à partir d'une valeur seuil de puissance installée identique à celle à partir de laquelle la part d'EnR dans la production se stabilise. Le rendement global se stabilise alors autour de 66%. On retrouve, dans une moindre mesure ce même phénomène pour la puissance installée PV.

- la puissance du groupe Pompage/turbinage influe beaucoup sur la part de l'énergie perdue puisque celle-ci limite la puissance EnR au-delà des 30% de la charge susceptible d'alimenter la pompe et d'être réutilisée ultérieurement.
- il est apparu clairement que la présence de la STEP permet d'augmenter la part de la production EnR intermittente et de diminuer les pertes d'énergie EnR. La présence de la STEP diminue l'énergie perdue de moitié voire des 2 tiers selon la puissance du groupe pompe/turbine et de la puissance installée. La part des EnR augmente de près de 50% (d'environ 20% à 30%) et cette augmentation est d'autant plus importante que la puissance installée EnR et la puissance du groupe pompe/turbine est importante.
- chaque grandeur caractéristique du système a une influence positive sur un paramètre de performance mais tend à en dégrader un autre ; par exemple, l'augmentation de la puissance éolienne et photovoltaïque permet d'augmenter la part des EnR dans la production totale ce qui est positif mais également la part d'EnR perdue, ce qui est négatif sauf dans le cas où cette puissance installée EnR est suffisamment faible pour que toute la puissance électrique produite au-delà des 30% de la consommation puisse être absorbée par le groupe Pompage/turbinage.
- satisfaire à la fois un taux élevé de participation des EnR dans la production électrique totale et rendre les pertes de production EnR négligeables est difficilement conciliable par la seule utilisation d'une STEP.
- il apparaît clairement que d'autres mesures doivent être prises pour optimiser un tel système au sein d'un système de production d'électricité complexe, mesures sur lesquelles nous reviendrons en conclusion générale de ce travail.
- il est important de rappeler également que la stratégie de fonctionnement et de gestion des flux d'énergie utilisée ici n'est pas optimale et que par conséquent, l'apport d'une STEP au niveau de l'amélioration des performances du système global de production d'électricité sera bien plus intéressante avec une stratégie optimisée de gestion des flux d'énergie.

4.3. Stratégie 2

Cette stratégie, comme nous l'avons vu dans le chapitre 3, diffère de la première stratégie par le fait que l'énergie produite par la STEP (lors du turbinage) est utilisée pour écrêter les pointes (ou pics) de consommation. La puissance électrique des EnR est envoyée directement à la charge dans la limite des 30% de celle-ci, et le surplus alimente la pompe dans la limite de la puissance des pompes, le reste étant perdu. Les turbines ne produiront de l'électricité uniquement pour alimenter la charge au moment des pointes de consommation.

Nous ne calculerons plus l'énergie non satisfaite car celle-ci varie très peu comme nous l'avons vu dans le cas de la stratégie 1. Nous introduirons un nouveau paramètre, le pourcentage du pic couvert, qui nous permettra de juger de l'apport de la STEP.

Avec cette stratégie, l'objectif n'est plus à proprement parlé d'augmenter la part des EnR, bien qu'elle augmentera inévitablement, mais de diminuer l'utilisation des turbines à combustion, conçues pour les pointes de consommation et dont le coût de production du kWh est extrêmement élevé.

Dans cette stratégie, l'énergie turbinée alimente le pic de consommation ; elle est donc liée à la charge. L'énergie du pic couvert est égale à l'énergie de turbinage.

Cette énergie de turbinage dépend des puissances installées EnR, de la puissance du groupe de turbinage/pompage et du volume du stockage. Plusieurs cas peuvent se présenter :

- la puissance des turbines est inférieure à la puissance maximale appelée par le pic de consommation, dans ce cas le pic ne pourra être totalement couvert, indépendamment des puissances installées EnR.
- si la puissance des turbines permet de satisfaire le pic, pour que la pointe soit satisfaite il faut qu'il y ait suffisamment d'eau dans le réservoir. Pour cela, la quantité d'eau pompée précédemment doit être suffisante, supérieure à celle qui sera turbinée (à cause des rendements de conversion).
- l'énergie pompée peut être limitée de deux manières, par la puissance nominale des pompes insuffisante pour remonter assez d'eau sur la période de pompage (dans ce cas, quelle que soit la puissance EnR installée, elles ne pourront remonter suffisamment d'eau) et/ou celle des puissances installées EnR trop faibles pour faire fonctionner les pompes à un niveau de charge suffisante.
- si la quantité d'eau pompée est trop faible (si l'énergie pompée est trop faible), au début de la période de simulation, de l'eau sera turbinée sur la réserve qui se videra ; une fois la réserve d'eau vide, l'énergie turbinée sera directement liée à celle pompée, le rendement de la STEP (rapport énergie turbinée sur énergie pompée) restera alors pratiquement contant et la part de la pointe couverte ne dépendra plus que de la puissance installée EnR.

Comme pour la stratégie 1, nous allons observer successivement l'influence des différentes caractéristiques du système PV/Eolien/STEP sur les paramètres de performances (% de pic couvert, part EnR, part EnR perdue).

4.3.1. Influence du volume de stockage

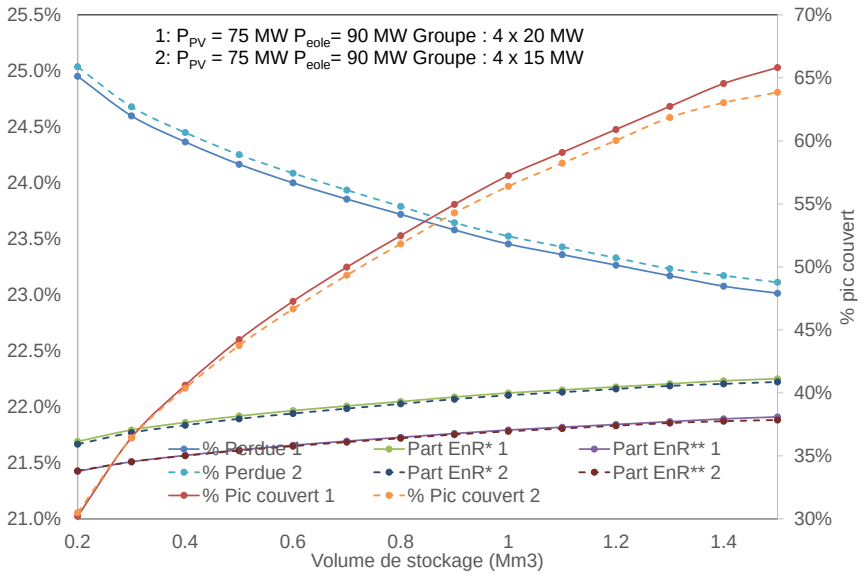
Nous avons choisi de représenter les paramètres de performance pour 3 doubles configurations :

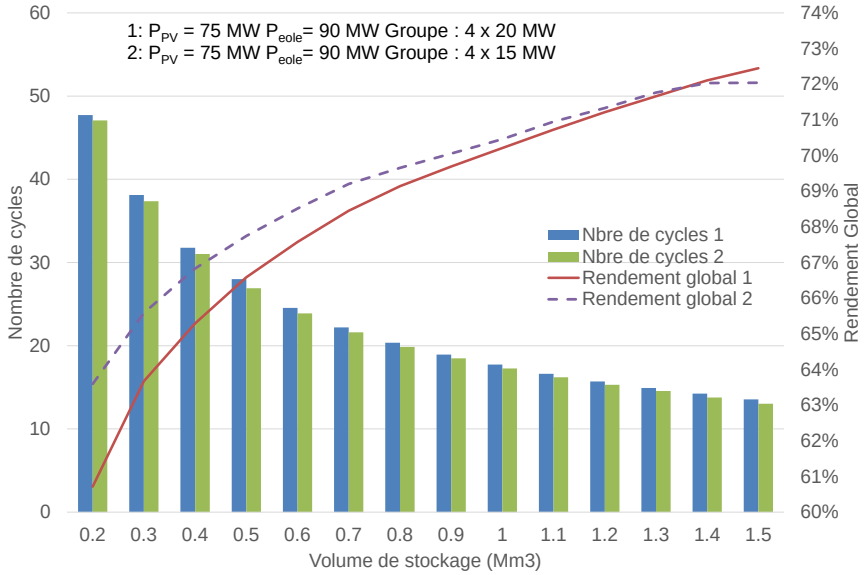
1. P_{pv} = 75 MWc P_{eole}=90 MW Pompe/Turbine 4 x 20 MW et 4 x 15 MW
2. P_{pv} = 150 MWc P_{eole}=90 MW Pompe/Turbine 4 x 20 MW et 4 x 15 MW
3. P_{pv} = 250 MWc P_{eole}=90 MW Pompe/Turbine 4 x 20 MW et 4 x 15 MW

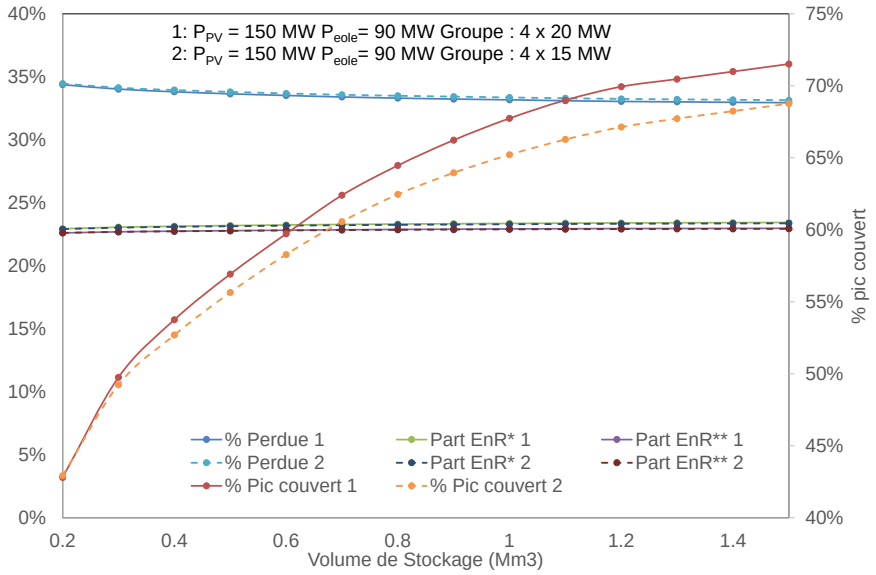
Le volume de stockage a varié dans une gamme de 0,2 à 1,5 Mm^3 toujours dans l'esprit de rester dans un domaine de variation compatible avec la réalité et en gardant à l'esprit que l'objectif est de ne satisfaire que la pointe de consommation, donc avec un volume de stockage plus faible que dans le cas de la stratégie 1. Nous avons également calculé les performances du système sans la présence de la STEP afin de juger de l'amélioration apportée au niveau de l'énergie perdue et de la part EnR.

Les principaux résultats obtenus sans la STEP sont présentés dans le Tableau 4.1 (la totalité des résultats sont présentés en Annexe A4.5).

Nous avons reporté sur la Figure 4.7 la variation des principaux paramètres de performance en fonction du volume d'eau stockée : deux figures sont présentes pour chaque configuration, la première présentant les pourcentages de pertes EnR, de pic satisfait et d'EnR dans la production, la seconde montrent les performances de la STEP en termes de nombre de cycles et de rendement global.


1: P_{PV} = 75 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 20 MW
2: P_{PV} = 75 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 15 MW
% Perdue 1
% Perdue 2
% Pic couvert 1
Part EnR* 1
Part EnR* 2
% Pic couvert 2
Part EnR** 1
Part EnR** 2
% pic couvert
Volume de stockage (Mm3)


1: P_{PV} = 75 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 20 MW
2: P_{PV} = 75 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 15 MW
Nbre de cycles 1
Nbre de cycles 2
Rendement global 1
Rendement global 2
Nombre de cycles
Rendement Global
Volume de stockage (Mm3)


1: P_{PV} = 150 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 20 MW
2: P_{PV} = 150 MW P_{eole}= 90 MW Groupe : 4 x 15 MW
% Perdue 1
% Perdue 2
% Pic couvert 1
Part EnR* 1
Part EnR* 2
% Pic couvert 2
Part EnR** 1
Part EnR** 2
% pic couvert
Volume de Stockage (Mm3)

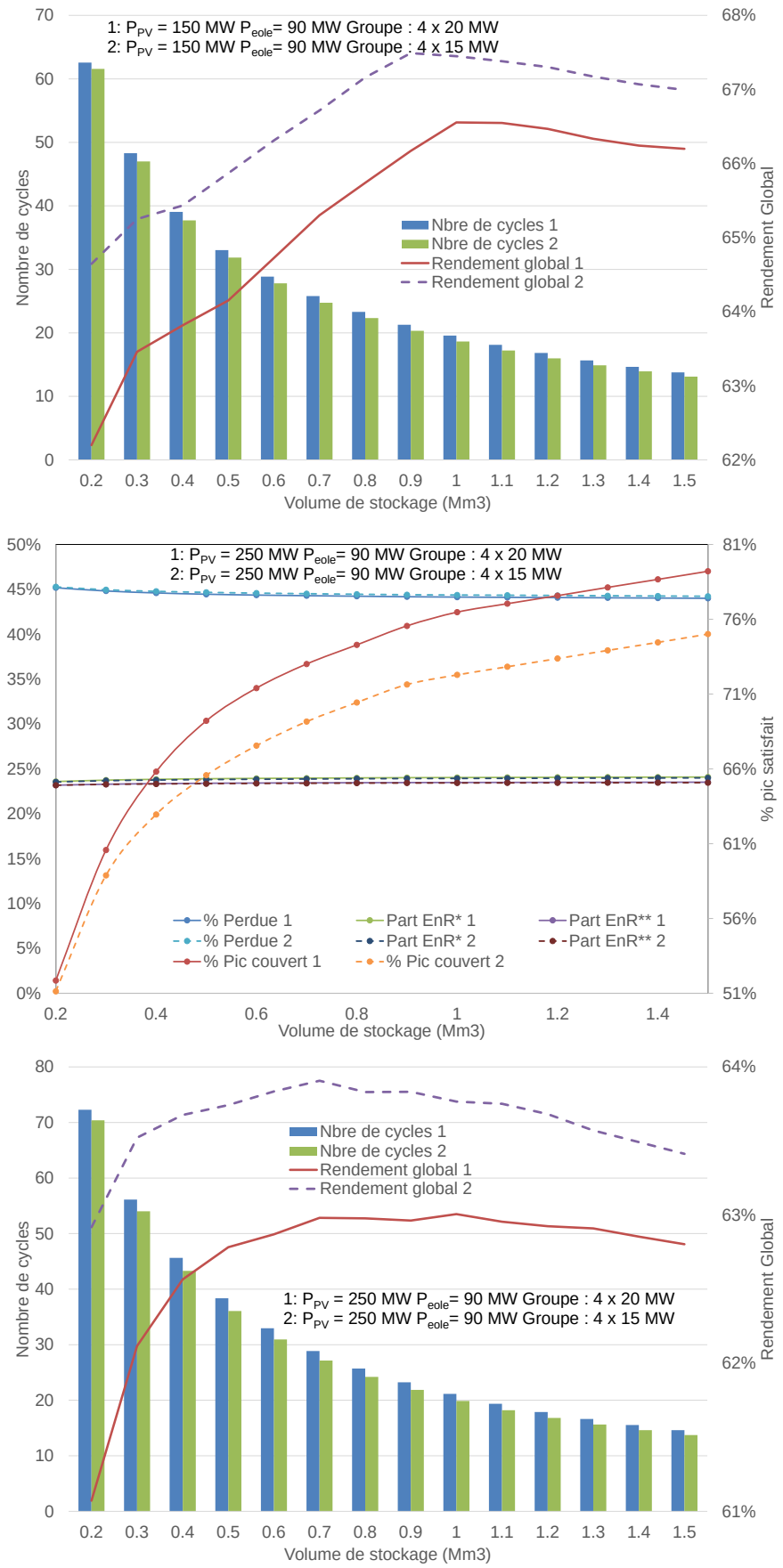


Figure 4.7. Variation des paramètres de performance en fonction du volume d'eau stockée dans le cas de la stratégie 2 pour un groupe Turbine/pompe réversible.

On constate que les allures des courbes sont différentes de celles obtenues dans le cas de la stratégie 1.

Dans les 6 configurations étudiées, on constate que la part du pic couvert peut atteindre 80% (cas 3) ; même avec une puissance EnR installée modeste, on peut satisfaire entre 65 et 70% de ce pic !

La part EnR varie peu en fonction du volume de stockage et ce d'autant plus que la puissance EnR installée totale (PV + éolien) est élevée.

Le pourcentage d'énergie EnR perdue est peu influencé par l'augmentation du volume d'eau stocké comme nous l'avions déjà vu avec la stratégie 1 ; l'influence du volume sur l'énergie perdue ne se fait sentir que lorsque la puissance installée EnR totale est faible (cas 1).

La part du pic couverte est fortement liée au volume de stockage, mais sa variation en fonction du volume tend vers une asymptote dont la valeur dépend de la puissance du groupe Pompe/turbine et cette dépendance vis-à-vis de la puissance du groupe pompe/turbine est d'autant plus grande que la puissance EnR installée totale augmente. De plus, cette valeur asymptotique est d'autant plus vite atteinte que la puissance EnR installée est grande.

Pourquoi cette tendance asymptotique : au départ, du fait de la disponibilité d'eau stockée (réservoir plein) l'énergie turbinée (égale à l'énergie de pointe couverte) est liée à la puissance des turbines qui fonctionnent soit à pleine puissance (si leur puissance nominale est inférieure à celle appelée par la pointe), soit à la puissance appelée par la pointe. Si cette puissance EnR ou celle de la pompe est trop faible, la quantité d'eau pompée ne permettra pas de retrouver le niveau précédent du réservoir et le réservoir se videra (et ce d'autant plus vite que le réservoir est petit). Tant que le réservoir n'est pas vide, l'énergie turbinée est maximale car non limitée par la puissance EnR installée, une fois vide elle dépendra de l'énergie pompée (la turbine ne pourra utiliser que l'eau qui ara été préalablement pompée). Donc, pour de petites puissances installées, ou de faibles puissances de groupe, l'énergie turbinée augmente avec le volume d'eau stockée, d'où augmentation de la part couverte de la pointe. Quand le volume sera très grand, il ne sera pas vide et l'énergie turbinée restera la même d'où stabilisation de l'énergie turbinée.

Si on compare les résultats obtenus avec et sans STEP, on note que la part EnR varie très peu, amélioration de l'ordre de 1%, et que la part d'énergie EnR perdue ne s'améliore que de 2 à 4%.

La part d'énergie perdue dans le cas 3 autour de 45% ne permet pas de considérer cette configuration comme envisageable.

Au niveau des performances de la STEP, le nombre de cycles est fortement diminué par rapport à la stratégie 1, atteignant au maximum pour nos configurations 73 cycles/an.

Le comportement du rendement global de la STEP en fonction du volume change selon la puissance EnR installée : il est d'autant plus important que la puissance EnR installée est faible, il augmente avec le volume à faible puissance EnR installée, puis à plus grande puissance EnR, il atteint une valeur haute dépendante de la puissance du groupe Pompe/turbine avant de diminuer pour des valeurs du volume stockée plus élevée.

Le rendement global de la STEP diminue quand la puissance EnR installée augmente car pour de fortes puissances installées, une quantité d'eau plus importante sera pompée alors la quantité d'eau turbinée ne dépendra pas de la puissance éolienne et PV mais uniquement de la charge électrique à satisfaire ; on augmente ainsi l'énergie utilisée

pour le pompage sans augmenter celle pour le turbinage avec pour effet de diminuer le rendement global de la STEP.

Comme nous l'avons dit, plus le volume est important, plus l'énergie turbinée est grande puis elle se stabilise ; l'énergie pompée augmente avec le volume, car plus le volume est grand moins souvent il atteindra le niveau haut et arrêtera le pompage. Le rendement augmentera donc en fonction du volume, soit il augmentera tant que l'énergie turbinée augmente puis se stabilisera voire diminuera légèrement quand l'énergie turbinée se stabilisera.

De nouveau, le cas 3 présente de faible performance en termes de rendement global qui reste entre 63 et 64%.

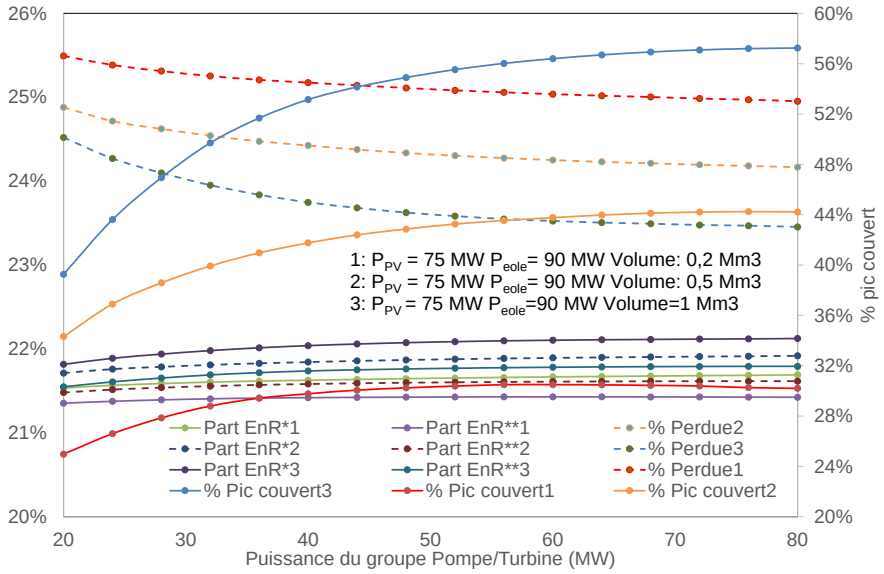
4.3.2. Influence de la puissance du groupe Pompe/Turbine réversible

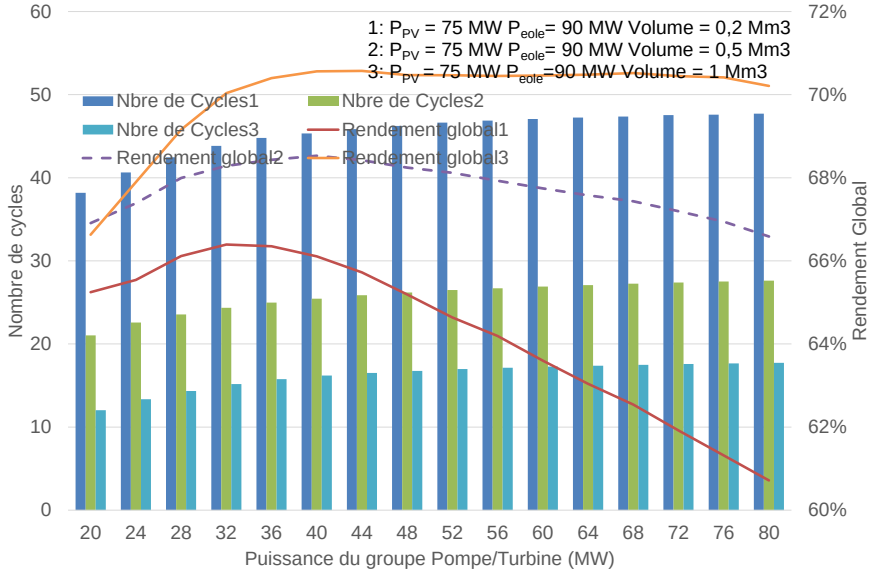
Nous avons choisi de représenter les paramètres de performance pour 3 triples configurations, il nous a paru intéressant d'envisager un troisième volume de stockage de 0,2 m^3. :

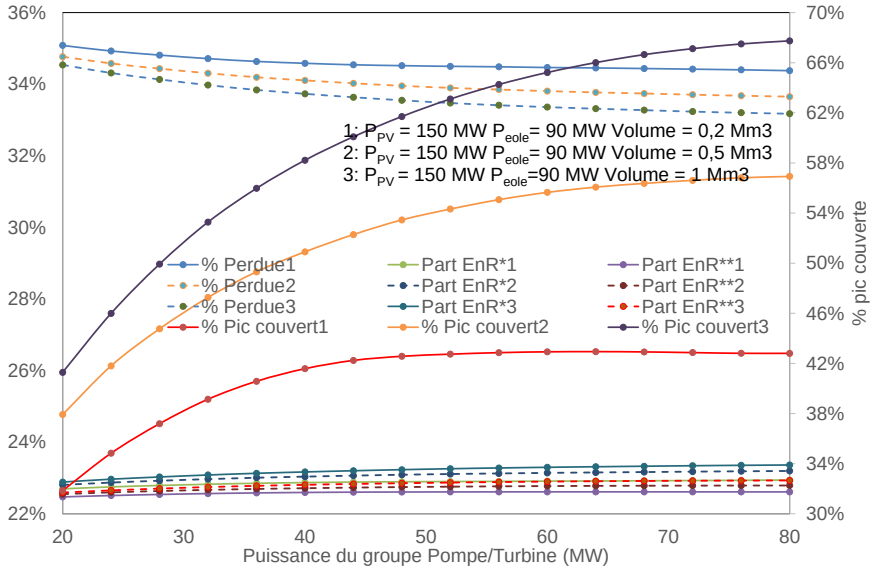
1. P_{pv} = 75 MWc P_{eole}=90 MW Volume de stockage : 0,2, 0,5 et 1m^3
2. P_{pv} = 150 MWc P_{eole}=90 MW Volume de stockage : 0,2, 0,5 et 1m^3
3. P_{pv} = 250 MWc P_{eole}=90 MW Volume de stockage : 0,2, 0,5 et 1m^3

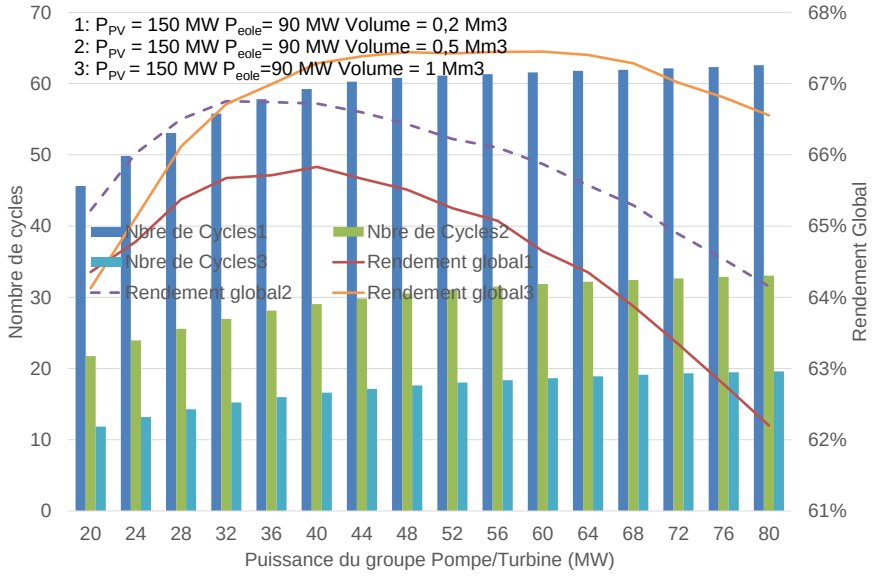
On fait varier la puissance du groupe Pompe/turbine de 4 x 5 à 4 x 20 MW (20 à 80 MW). Les puissances installées des systèmes PV et éoliens n'ayant pas changé, les performances du système sans la présence de la STEP sont toujours présentées dans le Tableau 4.1.

La totalité des résultats des performances en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine est présenté en Annexe A4.6). Nous avons reporté sur la Figure 4.8 la variation des principaux paramètres de performance en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine pour les trois volumes de stockage.




1: P_{PV} = 75 MW P_{eole}= 90 MW Volume = 0,2 Mm3
2: P_{PV} = 75 MW P_{eole}= 90 MW Volume = 0,5 Mm3
3: P_{PV} = 75 MW P_{eole}=90 MW Volume = 1 Mm3
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Nbre de Cycles3
Rendement global1
Rendement global2
Rendement global3
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance du groupe Pompe/Turbine (MW)


1: P_{PV} = 150 MW P_{eole}= 90 MW Volume = 0,2 Mm3
2: P_{PV} = 150 MW P_{eole}= 90 MW Volume = 0,5 Mm3
3: P_{PV} = 150 MW P_{eole}=90 MW Volume = 1 Mm3
% Perdue1
% Perdue2
% Perdue3
% Pic couvert1
Part EnR*1
Part EnR*2
Part EnR*3
% Pic couvert2
Part EnR**1
Part EnR**2
Part EnR**3
% Pic couvert3
% pic couverte
Puissance du groupe Pompe/Turbine (MW)


1: P_{PV} = 150 MW P_{eole}= 90 MW Volume = 0,2 Mm3
2: P_{PV} = 150 MW P_{eole}= 90 MW Volume = 0,5 Mm3
3: P_{PV} = 150 MW P_{eole}=90 MW Volume = 1 Mm3
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Nbre de Cycles3
Rendement global1
Rendement global2
Rendement global3
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance du groupe Pompe/Turbine (MW)

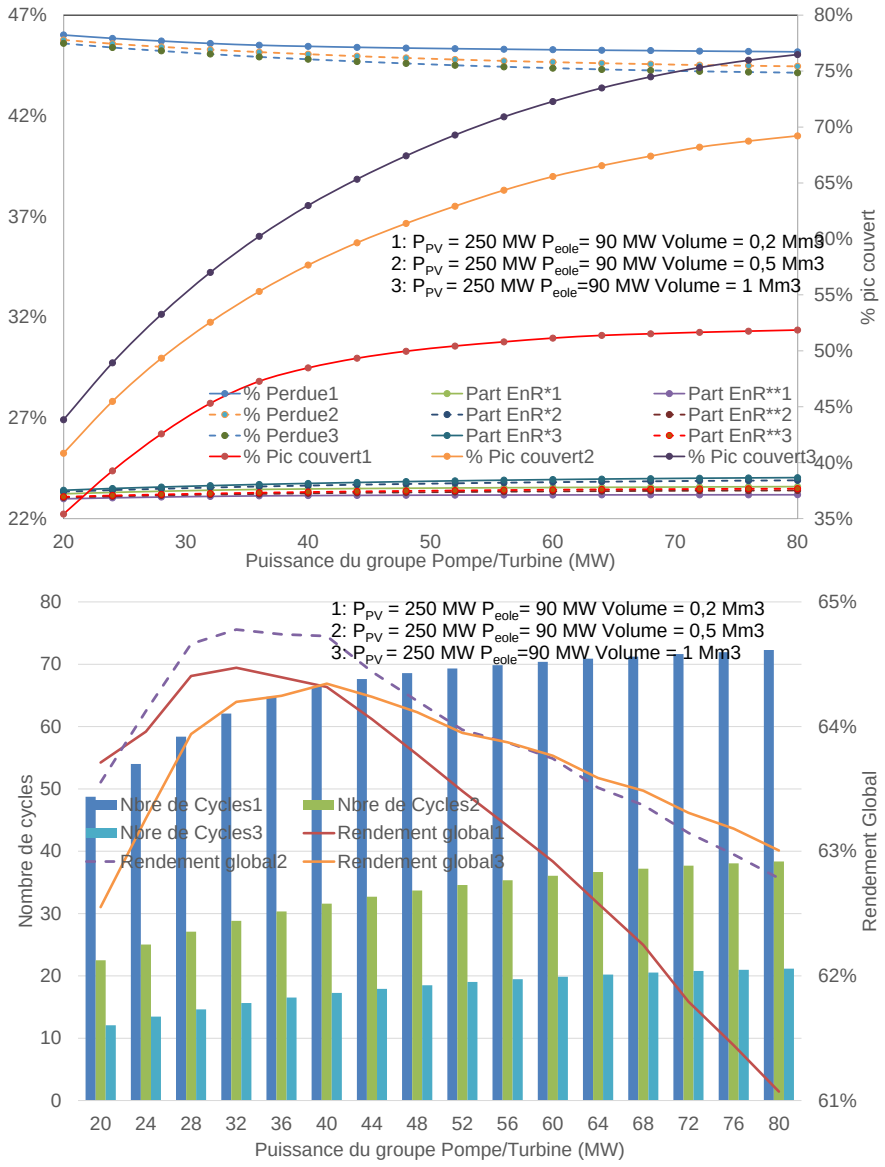


Figure 4.8. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance du groupe Pompe/Turbine dans le cas de la stratégie 2 pour un groupe Turbine/pompe réversible.

La part d'EnR dans la production et la part d'EnR perdue ne dépendent que très peu de la puissance du groupe Pompe/Turbine ; la part d'énergie perdue varie tout au plus de 1-1,5% sur la gamme de variation de puissance du groupe Pompage/turbinage quel que soit le cas et le volume du stockage.

On constate que le pourcentage du pic couvert augmente avec la puissance du groupe Pompage turbinage ; plus la puissance de ce groupe est faible, plus la puissance de turbinage est limitée et réduit la part de la pointe couverte, mais la puissance du groupe limite également la puissance de pompage et donc la puissance EnR utilisée pour le pompage.

Le pourcentage du pic couvert tend vers une asymptote différente selon le volume du stockage ; c'est donc le stockage qui limite le pourcentage du pic couvert.

Même avec la plus faible puissance EnR installée (cas 1) le pourcentage de pic couvert atteint 58%.

Au niveau des performances de la STEP, le nombre de cycles dépend peu de la puissance du groupe turbine/pompe et bien plus du volume de stockage d'eau.

Le rendement global de la STEP varie d'autant plus que la puissance installée EnR est faible mais pour une même configuration (puissance groupe + puissance EnR installée), il est d'autant plus important que la puissance EnR installée est petite. Le rendement tout d'abord croît avec la puissance du groupe puis diminue après avoir atteint sa valeur maximale.

Dans le cas 3, l'énergie perdue est trop élevée pour que cette configuration puisse être envisagée.

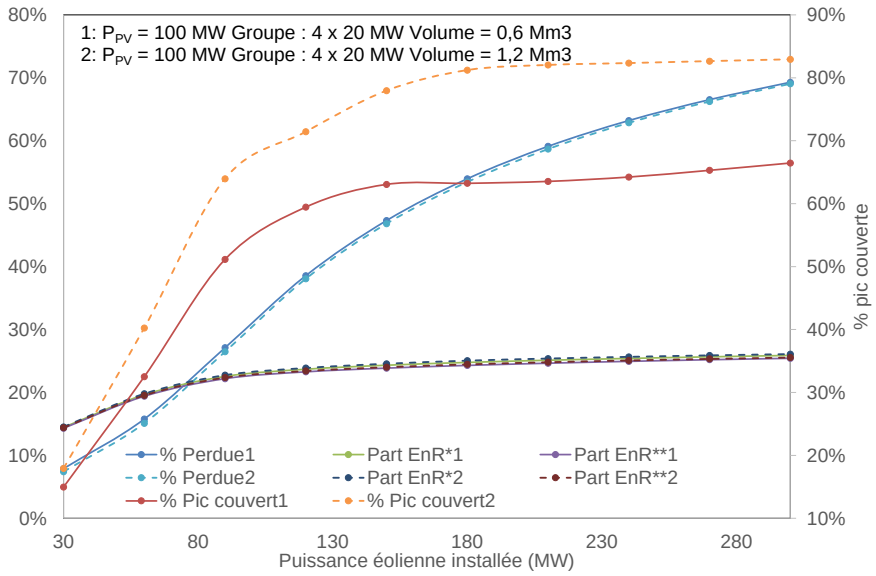
4.3.3. Influence de la puissance installée éolienne

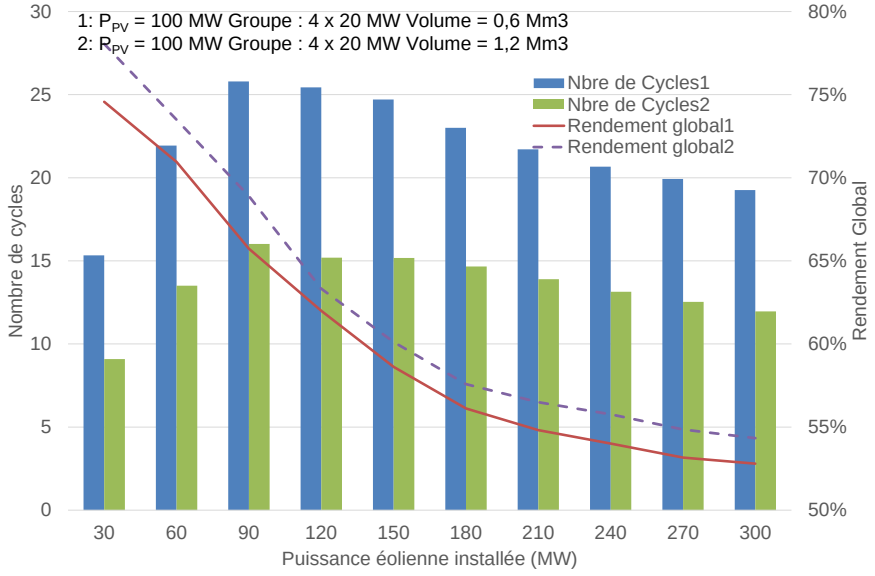
Nous avons choisi de représenter les paramètres de performance pour 3 doubles configurations :

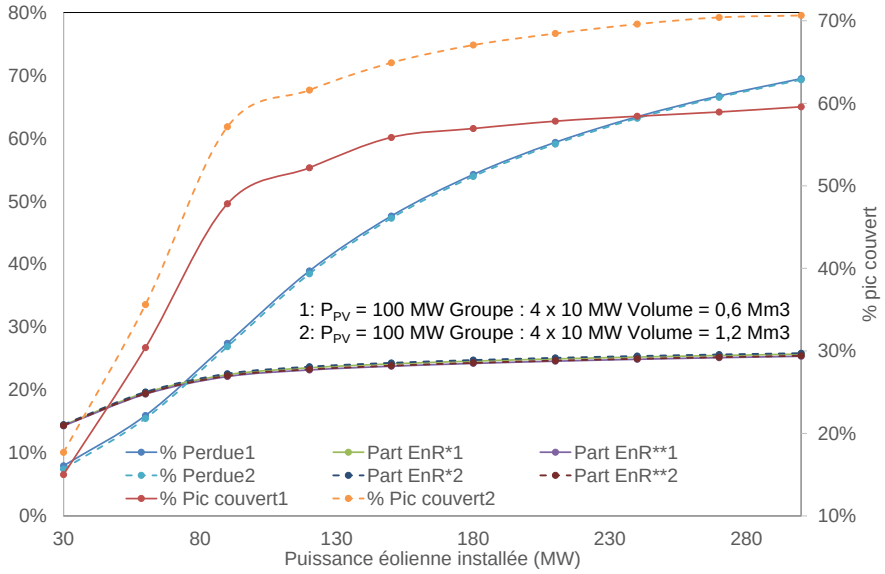
1. P_{pv} = 100 MWc Pompe/turbine : 4 x 20MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
2. P_{pv} = 100 MWc Pompe/turbine : 4 x 10MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
3. P_{pv} = 200 MWc Pompe/turbine : 4 x 20MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3

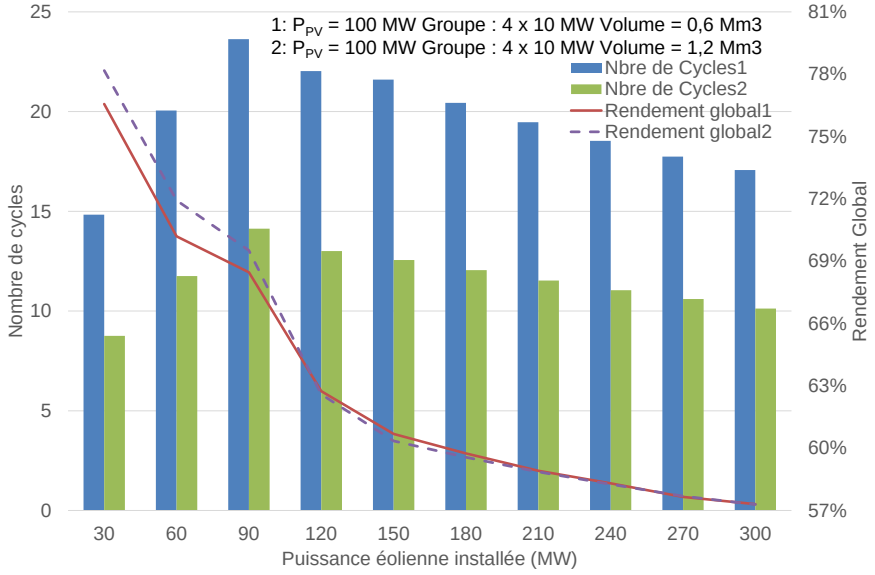
La puissance installée éolienne a varié dans une gamme de 30 MW à 300 MW comme dans le cas de la stratégie 1. Les performances du système sans STEP sont les mêmes que celles présentées sur la Figure 4.3.

La totalité des résultats des performances en fonction de la puissance installée éolienne du groupe Pompe/Turbine est présenté en Annexe A4.7). Nous avons reporté sur la Figure 4.9 la variation des principaux paramètres de performances en fonction de la puissance installée éolienne.




1: P_{PV} = 100 MW Groupe : 4 x 20 MW Volume = 0,6 Mm3
2: P_{PV} = 100 MW Groupe : 4 x 20 MW Volume = 1,2 Mm3
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance éolienne installée (MW)


1: P_{PV} = 100 MW Groupe : 4 x 10 MW Volume = 0,6 Mm3
2: P_{PV} = 100 MW Groupe : 4 x 10 MW Volume = 1,2 Mm3
% Perdue1
% Perdue2
% Pic couvert1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Pic couvert2
Part EnR**1
Part EnR**2
% pic couvert
Puissance éolienne installée (MW)


1: P_{PV} = 100 MW Groupe : 4 x 10 MW Volume = 0,6 Mm3
2: P_{PV} = 100 MW Groupe : 4 x 10 MW Volume = 1,2 Mm3
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance éolienne installée (MW)

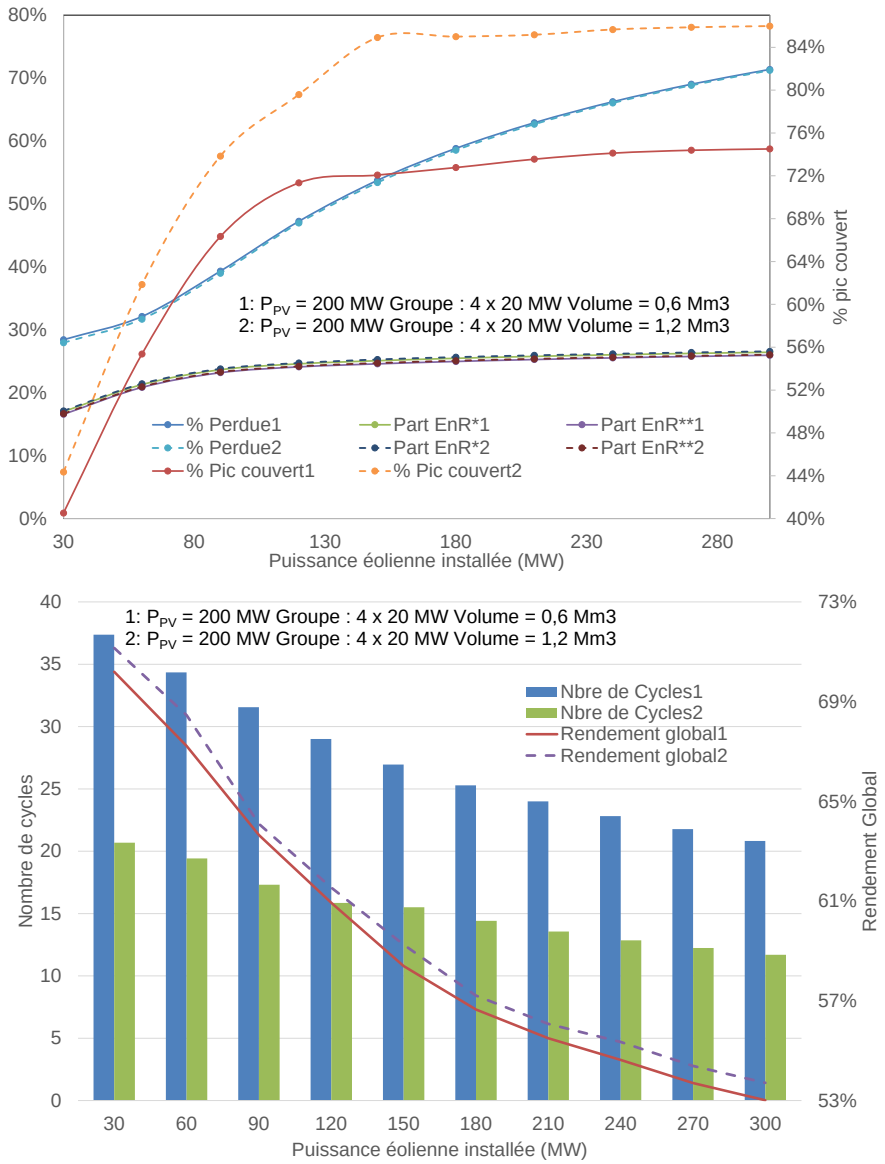


Figure 4.9. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée éolienne dans le cas de la stratégie 2 pour un groupe Turbine/pompe réversible.

Si on compare les résultats obtenus avec la STEP et sans elle, on note que l'introduction de la STEP ne diminue pratiquement pas la part d'EnR perdue, tout au plus de 1 à 2%. De même, la part d'EnR au sein de la production n'augmente la part des EnR de manière significative la part des EnR dans la production totale.

Si on observe maintenant l'influence de la puissance installée éolienne sur les performances du système avec STEP, on constate :

- très peu d'influence de la capacité de stockage sur l'énergie perdue et la part EnR
- que l'énergie EnR perdue peut être très faible quand la puissance installée éolienne est petite, mais le taux de couverture de la pointe est alors faible ;
- **il apparaît une valeur de puissance installée éolienne (autour de 90 MW) à partir de laquelle les variations des paramètres de performance deviennent plus faibles quelle que soit la configuration du système. Cela concerne à la fois le taux de couverture de la pointe, la part EnR, le nombre de cycles de la STEP voire même la part EnR perdue.**

- qu'au niveau des performances de la STEP, on a une chute du rendement global lorsque la puissance éolienne augmente et on ne voit plus l'existence du rendement limite qui était présent avec la stratégie 1. Par contre, avec la stratégie 2, le rendement de la STEP est plus faible qu'avec la stratégie 1.
- Le nombre de cycles ne se stabilise plus mais augmente puis diminue après 90 MW également dans les cas 1 et 2. Pour le cas 3, il ne fait que décroitre car la puissance totale EnR installée est trop importante ; cette configuration (cas 3) ne peut être envisagée car la puissance installée EnR est bien trop importante et les taux d'EnR perdue énorme.

La constatation essentielle est l'existence de cette valeur seuil de 90 MW éolien installés au-delà de laquelle les coefficients de performance diminuent ou se stabilisent, nous reviendrons sur cette valeur dans la suite de ce travail.

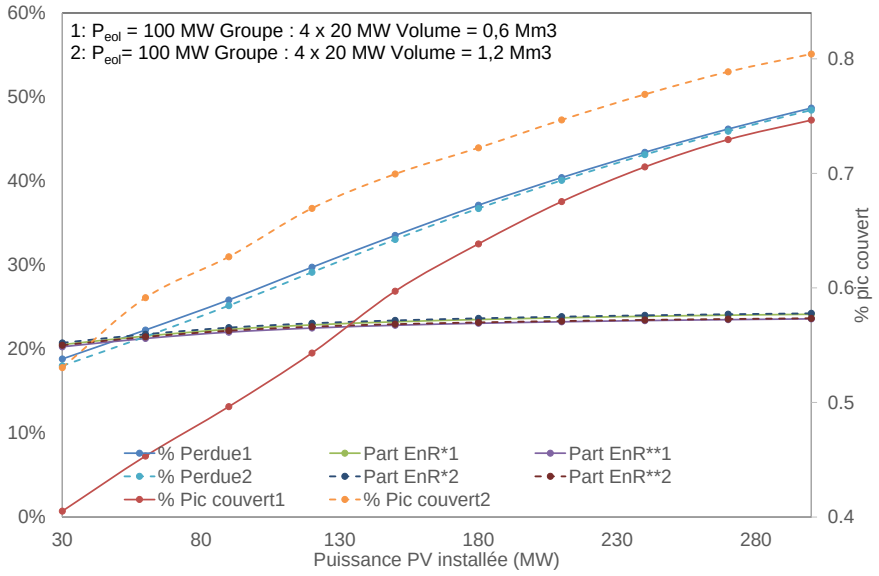
4.3.4. Influence de la puissance installée photovoltaïque

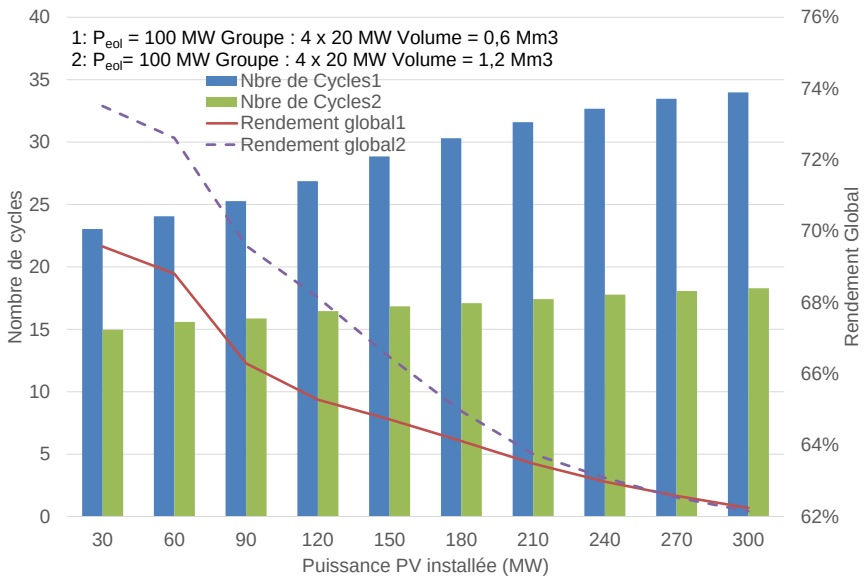
Nous avons choisi de représenter les paramètres de performance pour 4 doubles configurations :

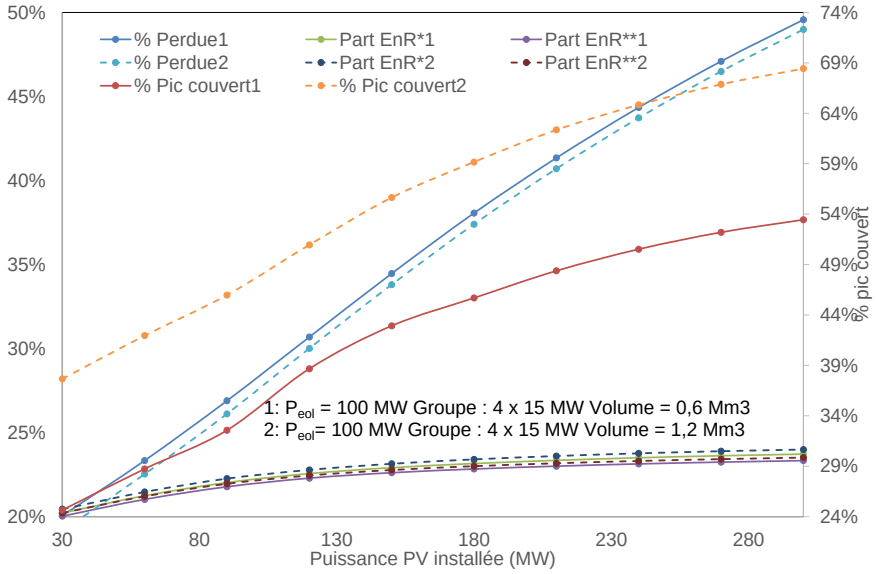
1. P_{eole} = 90 MW Pompe/turbine : 4 x 20MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
2. P_{eole} = 90 MW Pompe/turbine : 4 x 15MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
3. P_{eole} = 90 MW Pompe/turbine : 4 x 10MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3
4. P_{eole} = 40 MW Pompe/turbine : 4 x 20MW Volume : 0,6 Mm^3 et 1,2 Mm^3

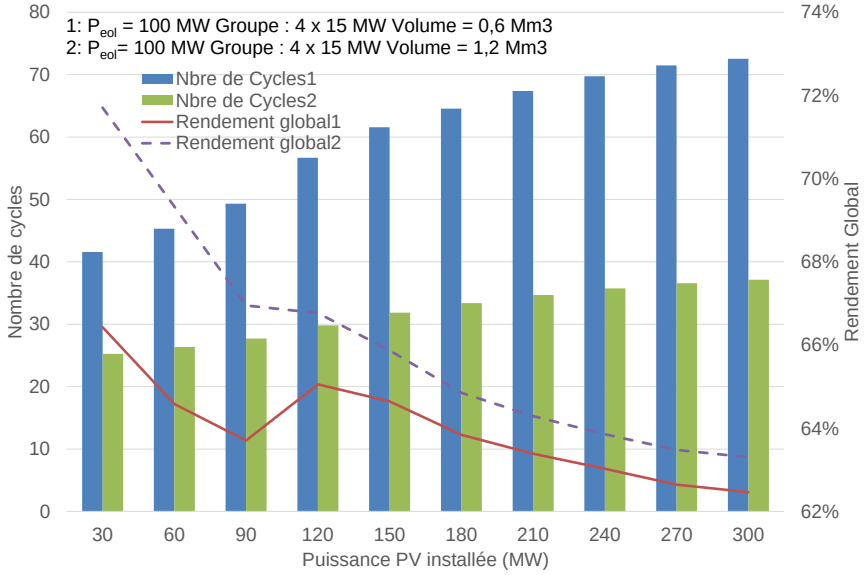
La puissance installée PV a varié dans une gamme de 30 MW à 300 MW. Les performances du système sans STEP sont les mêmes que celles présentées sur la Figure 4.5.

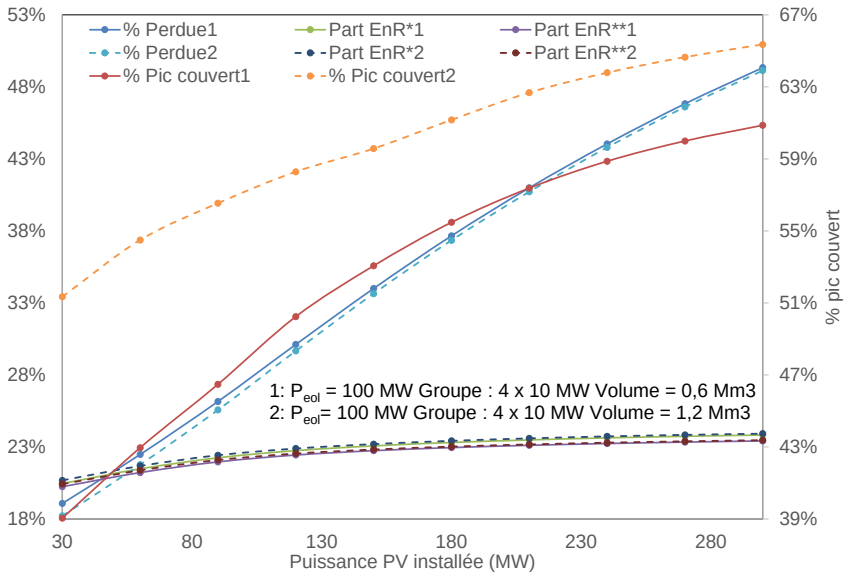
La totalité des résultats des performances en fonction de la puissance installée éolienne du groupe Pompe/Turbine est présenté en Annexe A4.7). Nous avons reporté sur la Figure 4.10 la variation des principaux paramètres de performances en fonction de la puissance installée éolienne.

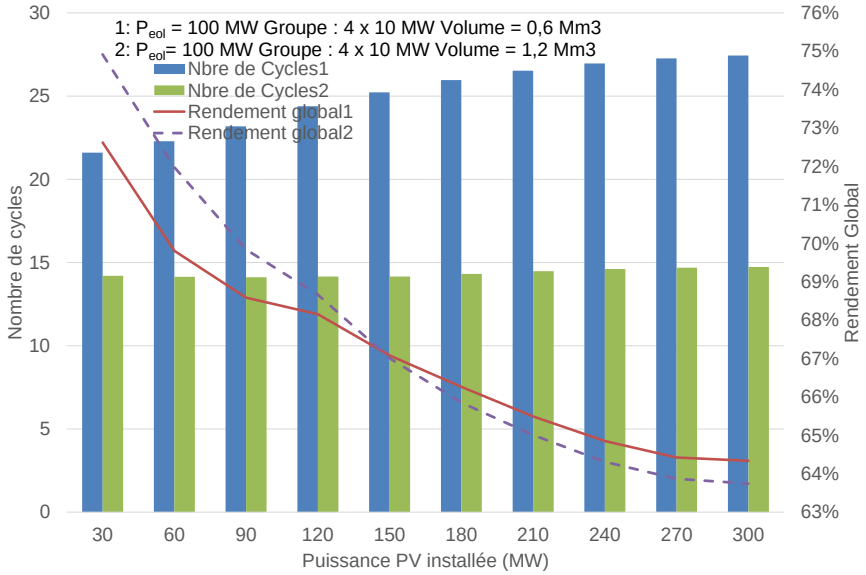


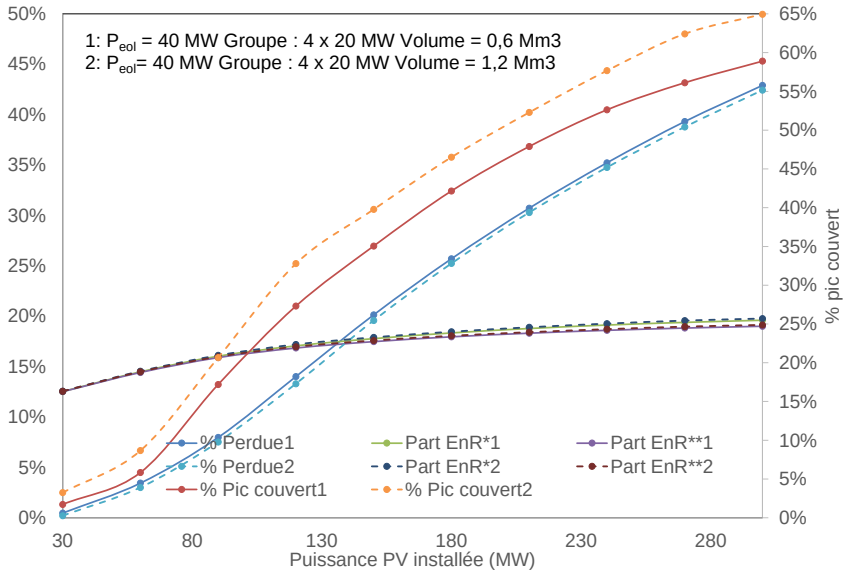

1: P_{eol} = 100 MW Groupe : 4 x 20 MW Volume = 0,6 Mm3
2: P_{eol}= 100 MW Groupe : 4 x 20 MW Volume = 1,2 Mm3
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance PV installée (MW)


% Perdue1
% Perdue2
% Pic couvert1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Pic couvert2
Part EnR**1
Part EnR**2
1: P_{eol} = 100 MW Groupe : 4 x 15 MW Volume = 0,6 Mm3
2: P_{eol}= 100 MW Groupe : 4 x 15 MW Volume = 1,2 Mm3
% pic couvert
Puissance PV installée (MW)


1: P_{eol} = 100 MW Groupe : 4 x 15 MW Volume = 0,6 Mm3
2: P_{eol}= 100 MW Groupe : 4 x 15 MW Volume = 1,2 Mm3
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
Puissance PV installée (MW)


% Perdue1
% Perdue2
% Pic couvert1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Pic couvert2
Part EnR**1
Part EnR**2
1: Peol = 100 MW Groupe : 4 x 10 MW Volume = 0,6 Mm3
2: Peol= 100 MW Groupe : 4 x 10 MW Volume = 1,2 Mm3
53%
48%
43%
38%
33%
28%
23%
18%
67%
63%
59%
55%
51%
47%
43%
39%
% pic couvert
30
80
130
180
230
280
Puissance PV installée (MW)


1: Peol = 100 MW Groupe : 4 x 10 MW Volume = 0,6 Mm3
2: Peol= 100 MW Groupe : 4 x 10 MW Volume = 1,2 Mm3
Nbre de Cycles1
Nbre de Cycles2
Rendement global1
Rendement global2
Nombre de cycles
Rendement Global
30
25
20
15
10
5
0
76%
75%
74%
73%
72%
71%
70%
69%
68%
67%
66%
65%
64%
63%
30
60
90
120
150
180
210
240
270
300
Puissance PV installée (MW)


1: Peol = 40 MW Groupe : 4 x 20 MW Volume = 0,6 Mm3
2: Peol= 40 MW Groupe : 4 x 20 MW Volume = 1,2 Mm3
% Perdue1
% Perdue2
% Pic couvert1
Part EnR*1
Part EnR*2
% Pic couvert2
Part EnR**1
Part EnR**2
50%
45%
40%
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
65%
60%
55%
50%
45%
40%
35%
30%
25%
20%
15%
10%
5%
0%
% pic couvert
30
80
130
180
230
280
Puissance PV installée (MW)

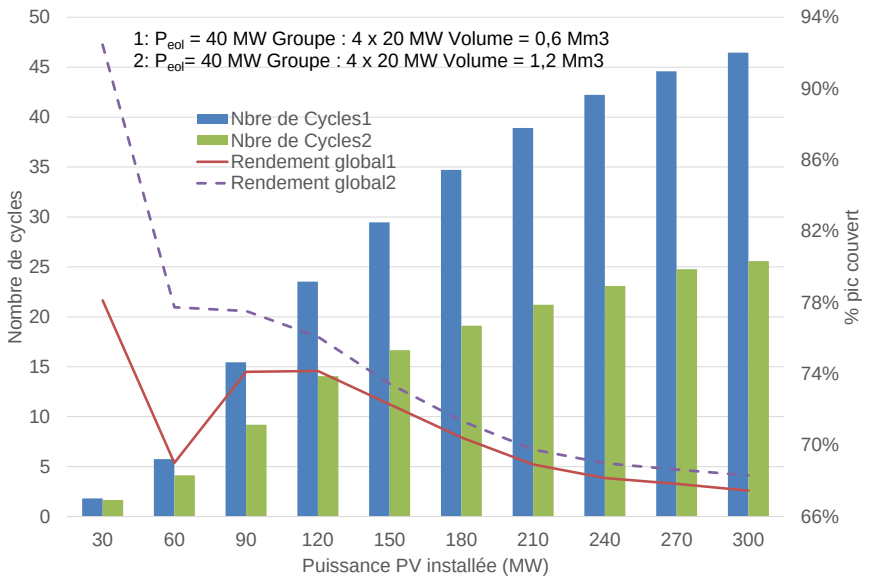


Figure 4.10. Variation des paramètres de performance en fonction de la puissance installée PV dans le cas de la stratégie 2 pour un groupe Turbine/pompe réversible.

Le rendement de la STEP dans le 4ème cas atteint des valeurs aberrantes bien trop élevées, nous l'avions déjà constaté dans le paragraphe 3.5, l'explication a été donnée : une énergie turbinée sur les réserves pour laquelle il n'y a pas eu d'énergie pompée induisant un rendement infini non représentatif sur une période finie.

La présence d'un seuil au-delà duquel la variation des performances est moindre ou constante est moins visible qu'avec la variation de la puissance éolienne mais il semble apparaître pour une valeur de 100-110 MWc.

La plupart des commentaires réalisés avec la variation de la puissance éolienne installée sont valables pour la variation de la puissance PV. On retrouve cependant quelques différences au niveau de la part d'EnR perdue avec un impact plus important de l'éolien par rapport au PV dont nous avons déjà parlé avec la stratégie 1.

4.3.5. Conclusion partielle sur la stratégie 2 avec une pompe/turbine réversible

Cette stratégie de fonctionnement donne des résultats très prometteurs car elle permet d'obtenir des taux de recouvrement de la pointe de consommation élevés ce qui était l'objectif recherché. Ce paragraphe nous a permis de tirer un certain nombre de constatations relatives à l'influence des différentes grandeurs entrant dans la configuration du système photovoltaïque/éolien/STEP :

- tout d'abord cette stratégie ne permet pas d'augmenter de manière significative la part d'énergie EnR dans le système ni réduire la part perdue de production renouvelable.
- le pourcentage d'énergie EnR perdue est peu influencé par l'augmentation du volume d'eau stockée comme nous l'avions déjà vu avec la stratégie 1 ; l'influence du volume sur l'énergie perdue ne se fait sentir que lorsque la puissance installée EnR totale est faible.
- la part du pic couvert est fortement liée au volume de stockage, mais sa variation en fonction du volume tend vers une asymptote dont la valeur dépend de la puissance du groupe Pompe/turbine et cette dépendance vis-à-vis de la puissance du groupe pompe/turbine est d'autant plus grande que la puissance EnR installée totale augmente.

- comme pour la stratégie 1, la puissance installée éolienne a une influence un peu différente de celle de la puissance installée photovoltaïque au niveau de l'énergie EnR perdue, cette différence est due au fait que l'énergie éolienne est présente également la nuit en des périodes où les besoins en électricité sont réduits, créant ainsi principalement de l'énergie EnR perdue.
- qu'il s'agisse de puissance installée éolienne ou PV, on note un effet de seuil (plus net dans le cas de l'éolien) au-dessus duquel le taux de couverture de la pointe, la part EnR, le nombre de cycles de la STEP voire même la part EnR perdue varie plus doucement ou se stabilise. Ce seuil est de l'ordre de 90 MW (contre 180 MW dans le cas de la stratégie 1) pour l'éolien et de 100-110 MWc (contre 120 MWc pour la stratégie 1) pour le photovoltaïque.
- la part d'EnR dans la production et la part d'EnR perdue ne dépendent que très peu de la puissance du groupe Pompe/Turbine (tout au plus de 1-1,5% pour l'énergie perdue).
- le pourcentage du pic couvert augmente avec la puissance du groupe Pompage turbinage ;
- Il est important de rappeler que la stratégie de fonctionnement et de gestion des flux d'énergie utilisée ici n'est pas optimale et que par conséquent, l'apport d'une STEP pour satisfaire au maximum la pointe de consommation sera bien plus important avec une stratégie optimisée de fonctionnement du système.

4.4. Relation part énergie perdue/part EnR et part énergie perdue/part de la pointe couverte

4.4.1. Stratégie 1

Pour chacune des 24 configurations étudiées dans le paragraphe 2, nous avons tracé la part EnR dans la production totale d'électricité en fonction de la part d'énergie renouvelable perdue. 4 figures ont été utilisées pour illustrer le rapport entre ces deux grandeurs :

- Figure 4.11 : configurations pour lesquelles la puissance éolienne installée varie ;
- Figure 4.12 : configurations pour lesquelles la puissance photovoltaïque installée varie ;
- Figure 4.13 : configurations pour lesquelles la puissance du groupe pompage/turbinage varie ;
- Figure 4.14 : configurations pour lesquelles le volume de stockage d'eau varie.

La part EnR qui a été reportée sur les Figures est la part EnR**.

Le Tableau 4.2 synthétise les caractéristiques des 24 configurations (une case vide = cette caractéristique varie).

Tableau 4.2. Caractéristiques des différentes configurations comparées pour la stratégie 1

Numéro configuration	Puissance PV (MWc)	Puissance éolien (MW)	Puissance groupe pompage/turbinage (MW)	Volume stockage (Mm^3)
1	100		80	0,6
2	100		80	1,2
3	100		40	0,6
4	100		40	1,2
5	200		80	0,6
6	200		80	1,2
7		90	80	0,6
8		90	80	1,2
9		90	40	0,6
10		90	40	1,2
11		40	80	0,6
12		40	80	1,2
13	150	90		0,6
14	150	90		1,2
15	250	90		0,6
16	250	90		1,2
17	75	90		0,6
18	75	90		1,2
19	150	90	80	
20	150	90	40	
21	250	90	80	
22	250	90	40	
23	75	90	80	
24	75	90	40	

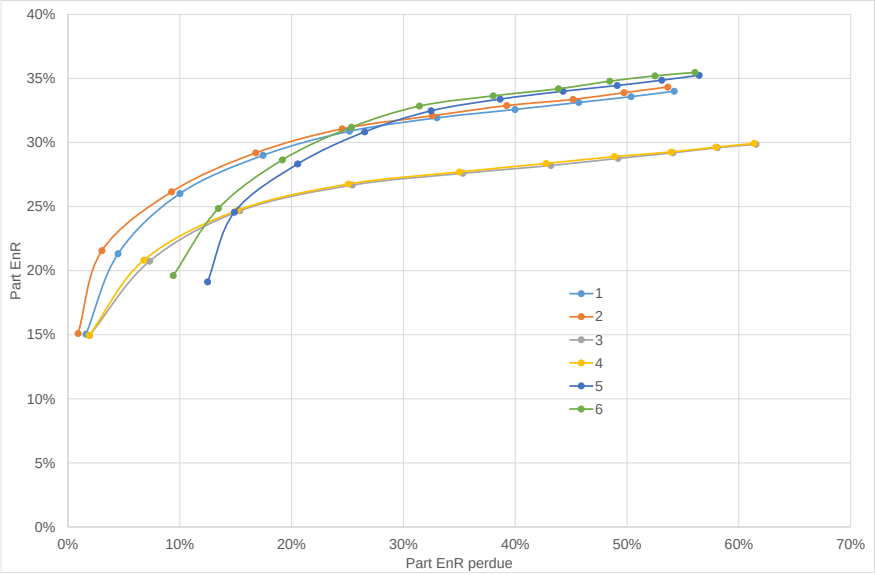


Figure 4.11. Part EnR dans la production totale versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance éolienne variable.

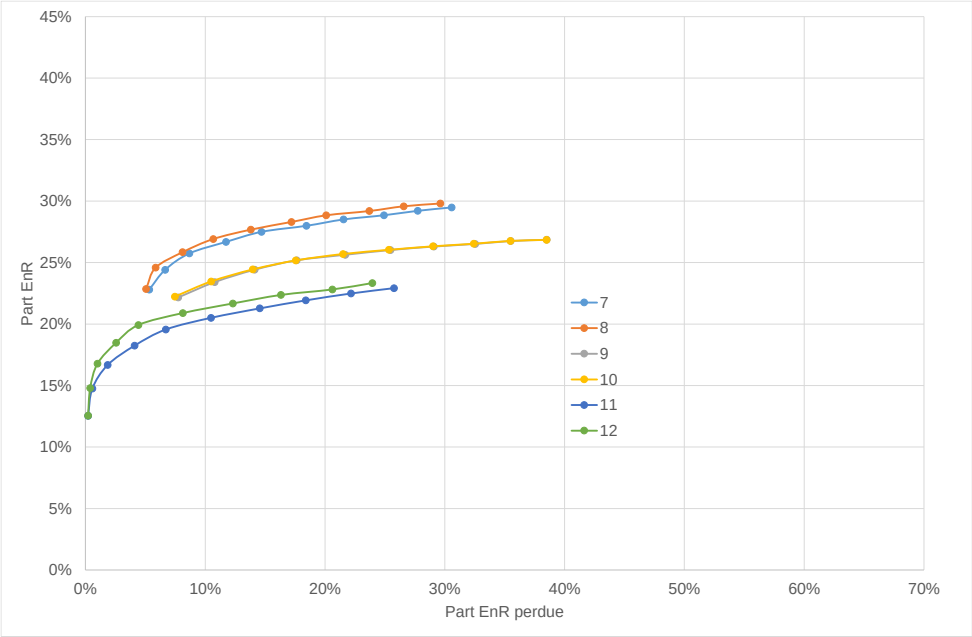


Figure 4.12. Part EnR dans la production totale versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance photovoltaïque variable.

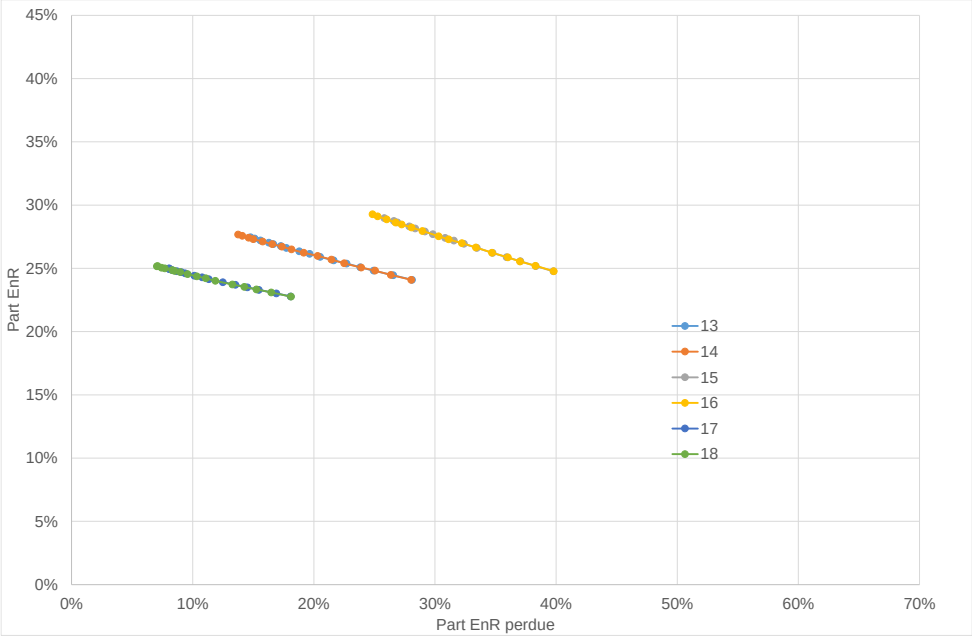


Figure 4.13. Part EnR dans la production totale versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance groupe pompage/turbinage variable.

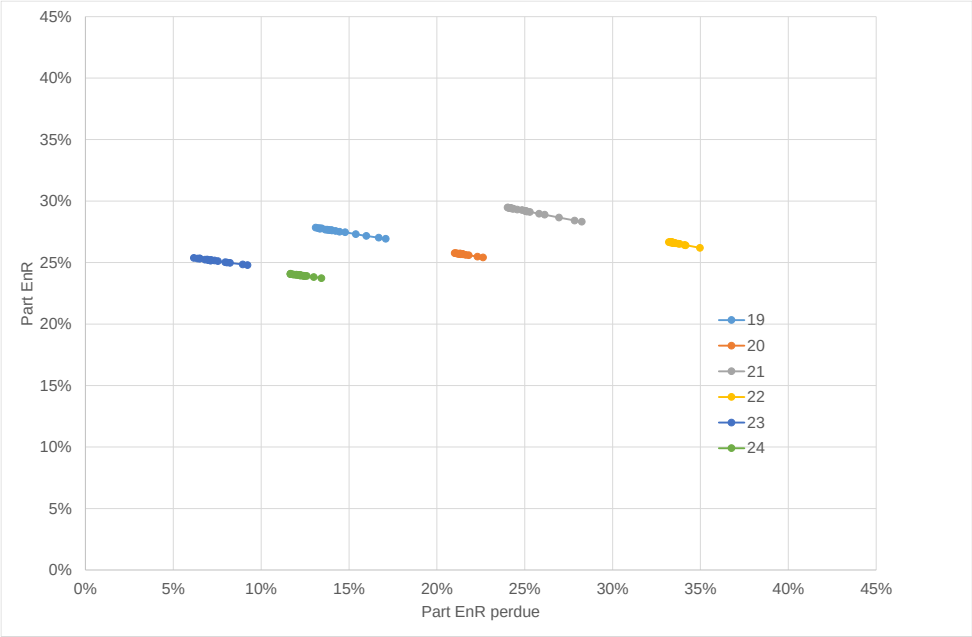


Figure 4.14. Part EnR dans la production totale versus Part EnR perdue – Configuration avec volume de stockage variable.

Les résultats observés permettent de retrouver une partie des constatations décrites dans le paragraphe 2.

Il convient ici de rechercher une configuration qui permet à la fois d'obtenir un taux de participation de la production EnR intermittente le plus élevé possible tout en évitant une perte d'énergies renouvelable perdue d'énergie renouvelables trop importante. Il ne semble pas judicieux d'accepter un système de production électrique au sein duquel la production EnR intermittente, du fait de sa forte variabilité et de sa non concordance temporelle avec la charge, perde plus de 20 à 25 % d'énergie EnR.

Sur la Figure 4.11, l'allure des courbes montrent une croissance rapide du taux EnR en fonction de la part EnR perdue puis une stabilisation ou tout au moins une croissance plus faible. Au-delà de 25-28% de pertes d'énergie EnR, la part EnR dans la production totale d'électricité n'augmente que très peu pour une configuration donnée. Les configurations n°2 et 6 permettent d'atteindre 31% de la production d'électricité totale en ne perdant que 24-25% d'énergie EnR. Les caractéristiques des deux systèmes permettant d'atteindre ces objectifs sont :

- Configuration 2 : PV : 100 MWc Eolien : 150 MW Pompe/turbine : 80 MW Volume = 1,2 Mm^3
- Configuration 6 : PV : 200 MWc Eolien : 120 MW Pompe/turbine : 80 MW Volume = 1,2 Mm^3

Ces deux systèmes sans la STEP avaient pour performances :

- Configuration 2 : Part EnR perdue = 49,73% Part EnR dans production : 23,21%
- Configuration 6 : Part EnR perdue = 49,91% Part EnR dans production : 23,35%

On augmente ainsi, du fait de la présence de la STEP, la part EnR de 8% en absolu soit 35% en relatif.

On note également que la part d'énergies renouvelables quelle que soit la configuration ne descend pas au-dessous de 15%.

Sur la Figure 4.12, on constate également une stabilisation du taux d'EnR dans la production totale. Les configurations 7 et 8 donnent des résultats très peu différents. Pour 25% d'énergie perdue, les caractéristiques du système A permettant d'atteindre un taux EnR aux alentours de 30% est :

- PV : 300 MWc Eolien : 90 MW Pompe/turbine : 80 MW Volume = 1,2 Mm^3

Cependant le taux EnR varie peu et pour le même système avec une puissance PV de 210 MW (système B), le taux EnR est de 28,84% pour une perte d'EnR de seulement 20,10%. Ce système a donc de bonnes performances.

Les deux systèmes A et B sans la STEP conduisent respectivement à des parts EnR et des Parts EnR perdue de 22,68% et 51,77% pour A et 22,4% et 43,72%.

La Figure 4.13 montre que pour une même part d'EnR dans la production totale, le taux d'EnR perdue varie fortement : pour 25% de part EnR, l'énergie perdue peut représenter 7%, 24% et 39,8% selon la configuration choisie. Il apparaît clairement l'intérêt de bien choisir le meilleur système et que le choix de la puissance du groupe pompage/turbinage est essentiel. Les courbes des configurations 13 et 14, 15 et 16, 17 et 18 respectivement se confondent car elles ont la même puissance EnR installée. Deux systèmes paraissent intéressants celui C conduisant à 29% de part EnR pour une part EnR perdue de 25% (configuration 16) et celui D de part EnR 27,6% pour 14% d'énergie EnR perdue (configuration 14). Il s'agit de :

- C : PV : 250 MWc Eolien : 90 MW Pompe/turbine : 80 MW Volume = 1,2 Mm^3
- D : PV : 150 MWc Eolien : 90 MW Pompe/turbine : 80 MW Volume = 1,2 Mm^3

Le système D permet d'atteindre à peu près les mêmes performances avec presque la moitié de puissance PV installée, il sera donc préféré.

Comme pour l'influence de la puissance installée PV, si on réduit de 1% la part EnR, dans le cas de la configuration 14, l'énergie perdue représente 28,07%.

La Figure 4.14 montre des variations très semblables à celles observée sur la Figure 4.13. On note pour un même pourcentage d'EnR des parts d'EnR perdues très différentes. La configuration (21) permet d'atteindre 29,5% de part EnR pour un pourcentage d'EnR perdue de 24% avec le système de caractéristique suivant :

- PV : 250 MWc Eolien : 90 MW Pompe/turbine : 80 MW Volume = 1,4 Mm3

C'est-à-dire pratiquement les mêmes performances que pour le système D.

On constate que tous les systèmes qui montrent les meilleures performances, parmi ceux étudiés, ont un volume de stockage de 1,2 Mm^3 et 80 MW de pompe/turbine c'est-à-dire les valeurs maximales testées ; on note cependant que lorsque l'on s'éloigne un peu de ces valeurs pour le volume de stockage et la puissance pompe/turbine, les performances restent du même ordre de grandeur.

4.4.2. Stratégie 2

Pour chacune des 29 configurations étudiées dans le paragraphe 3, nous avons tracé la part du pic couvert en fonction de la part d'énergie renouvelable perdue. 4 figures ont été utilisées pour illustrer le rapport entre ces deux grandeurs :

- Figure 4.15 : configurations pour lesquelles la puissance éolienne installée varie ;

- Figure 4.16 : configurations pour lesquelles la puissance photovoltaïque installée varie ;
- Figure 4.17 : configurations pour lesquelles la puissance du groupe pompage/turbinage varie ;
- Figure 4.18 : configurations pour lesquelles le volume de stockage d'eau varie.

Le Tableau 4.3 synthétise les caractéristiques des 29 configurations (une case vide = cette caractéristique varie).

Tableau 4.3. Caractéristiques des différentes configurations comparées pour la stratégie 2

Numéro configuration	Puissance PV (MWc)	Puissance éolien (MW)	Puissance groupe pompage/turbinage (MW)	Volume stockage (Mm^3)
1	100		80	0,6
2	100		80	1,2
3	100		40	0,6
4	100		40	1,2
5	200		80	0,6
6	200		80	1,2
7		90	80	0,6
8		90	80	1,2
9		90	60	0,6
10		90	60	1,2
11		90	40	0,6
12		90	40	1,2
13		40	80	0,6
14		40	80	1,2
15	75	90		0,2
16	75	90		0,5
17	75	90		1
18	150	90		0,2
19	150	90		0,5
20	150	90		1
21	250	90		0,2
22	250	90		0,5
23	250	90		1
24	75	90	80	
25	75	90	60	
26	150	90	80	
27	150	90	60	
28	250	90	80	
29	250	90	60	

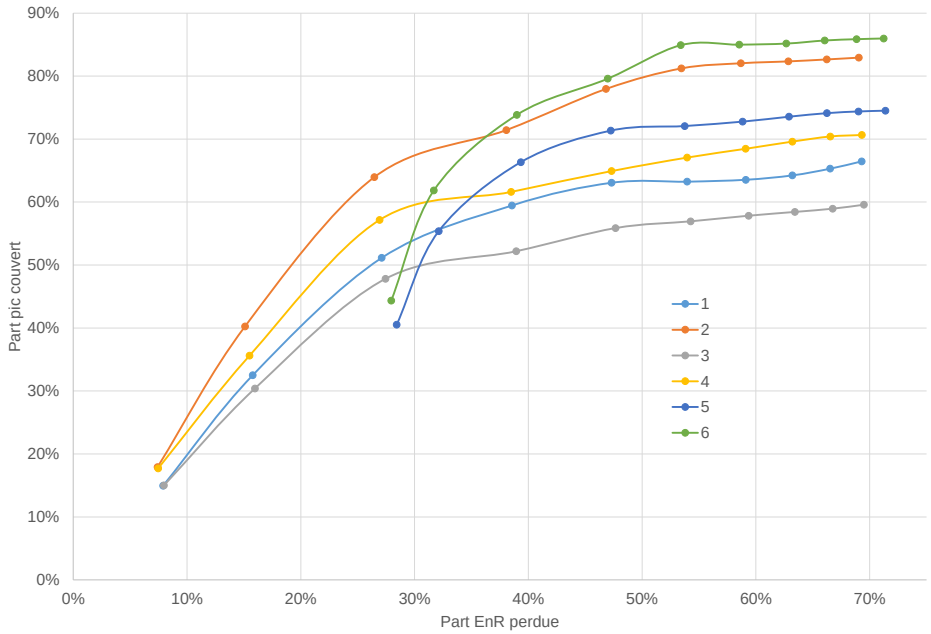


Figure 4.15. Part du pic couvert versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance éolienne variable.

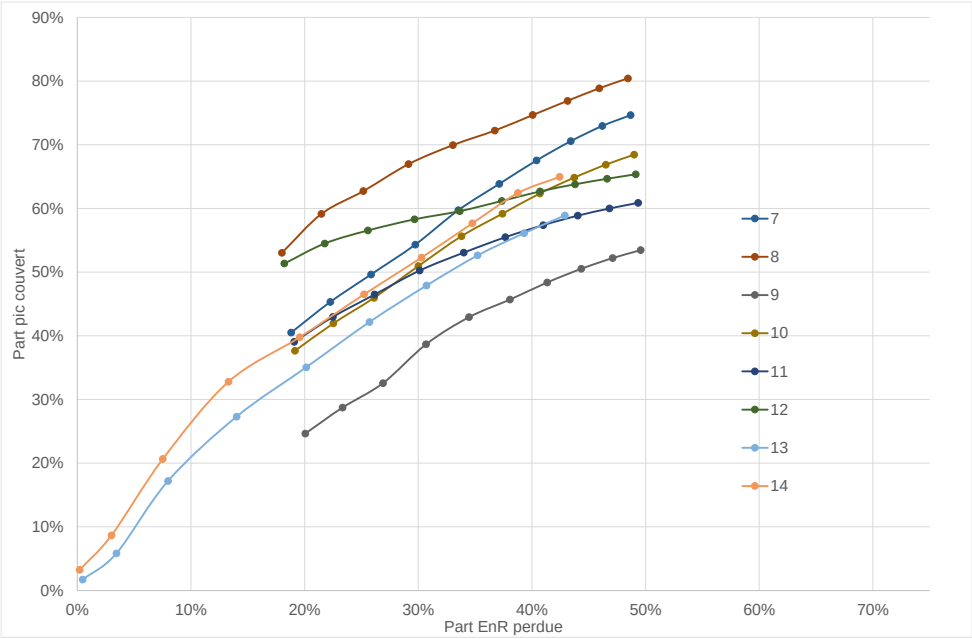


Figure 4.16. Part du pic couvert versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance photovoltaïque variable.

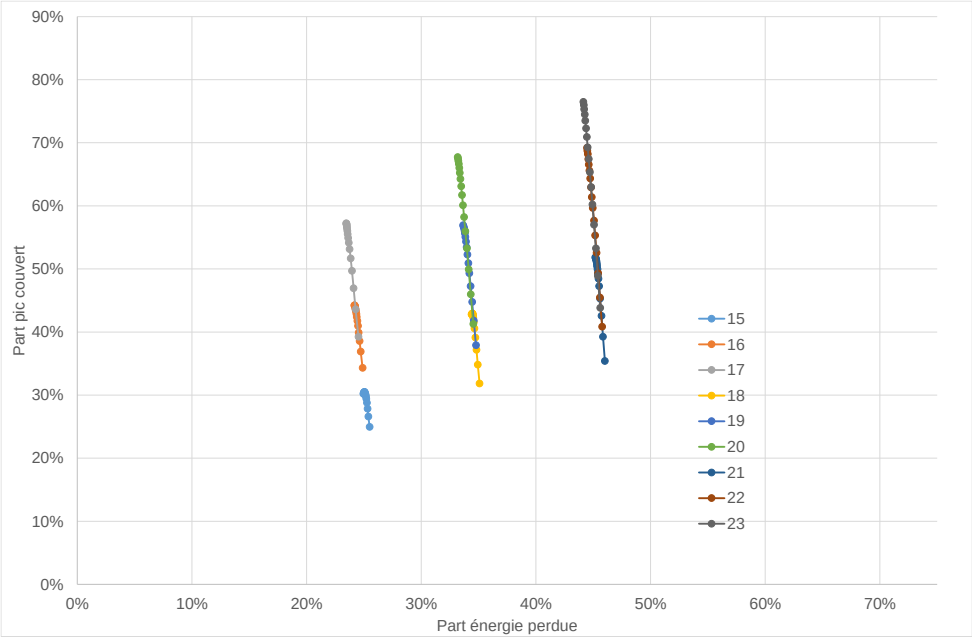


Figure 4.17. Part du pic couvert versus Part EnR perdue – Configuration avec puissance groupe pompage/turbinage variable.

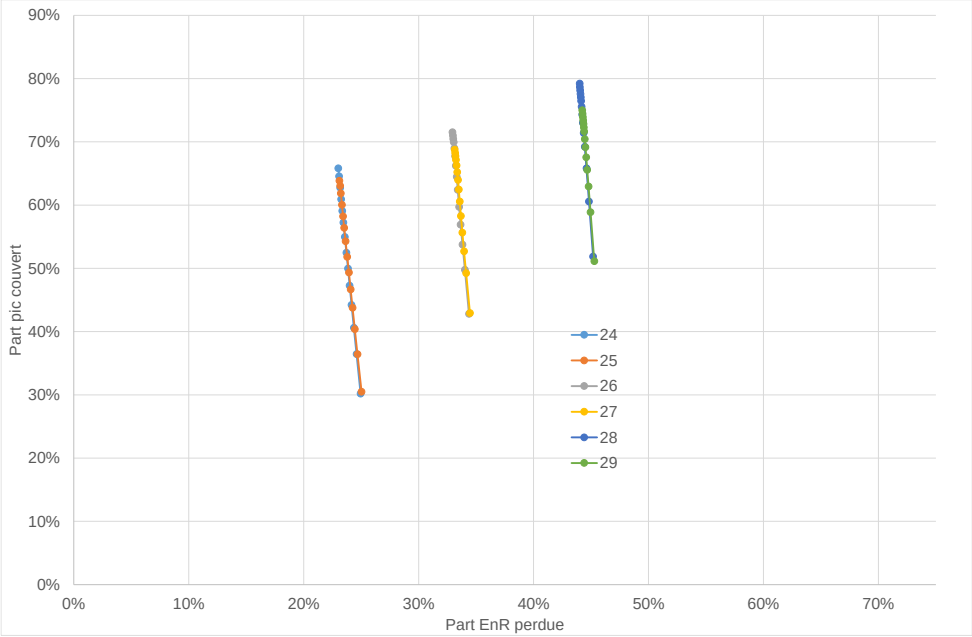


Figure 4.18. Part du pic couvert versus Part EnR perdue – Configuration avec volume de stockage variable.

Les résultats observés sont très intéressants et on retrouve un bon nombre des constatations décrites dans le paragraphe 3.

Il convient de concilier à la fois un taux de couverture de la pointe satisfaisant sans trop perdre d'énergie renouvelables. Il semble inopportun d'accepter un système de production électrique au sein duquel la production EnR intermittente, du fait de sa forte variabilité et de sa non concordance temporelle avec la charge, perde plus de 20 à 25 % d'énergie EnR.

Sur la Figure 4.15 il apparaît nettement qu'au-delà de 27% de perte d'énergie EnR, la part de la pointe couverte n'augmente que très peu pour une configuration donnée. La configuration n°2 permet d'atteindre 64% de pic couvert en ne perdant que 26% d'énergie EnR (la puissance éolienne est alors de 90 MW, part EnR*=22,75%), compromis tout à fait

acceptable. Notons également que les valeurs des puissances installées EnR (PV et éolienne) correspondent à celles des seuils qui sont apparus au cours de l'étude du paragraphe 3.

Sur la Figure 4.16, on constate que la part EnR perdue peut atteindre des valeurs très proches de zéro mais avec un taux de recouvrement de la pointe tout au plus de 10%. Par contre, la configuration 8, permet d'atteindre les mêmes performances pour une puissance PV de 90 MW, c'est-à-dire pour les mêmes caractéristiques que précédemment. La stabilisation de la part du pic couvert quand la part d'énergie perdue devient élevée est moins visible que dans le cas de la variation de la puissance installée éolienne, ainsi augmenter légèrement la puissance installée PV peut permettre de gagner un peu de taux de recouvrement sans générer trop d'énergie perdue supplémentaire.

La Figure 4.17, bien différente de celle obtenue avec la stratégie 1, montre que pour une même part d'énergie perdue, le taux de recouvrement de la pointe varie fortement (entre 32 et 41% de variation). Les meilleures configurations pour chaque part d'énergie perdue sont la 17, 20 et 23 c'est-à-dire celles correspondantes au volume de stockage maximum de 1 Mm^3. Pour chacune de ces trois configurations, le point de taux de recouvrement maximum correspond à une puissance du groupe pompage/turbinage de 4 x 20MW. Ne pouvant envisager un système avec un taux très élevé d'énergie perdue la configuration 17 semble être la meilleure.

La Figure 4.18 montre des variations très semblables à celles observées sur la Figure 4.17. Les courbes représentatives des configurations 24 et 25, 26 et 27, 28 et 29 se superposent, montrant ainsi la faible influence de la puissance du groupe pompe/turbine. Le taux maximum de recouvrement atteint par la configuration 24 n'est pas très inférieur à celui de la configuration 28 (66% pour 78%) mais la part d'énergie perdue est près de la moitié. Les taux maximum de recouvrement du pic correspondent au volume de stockage le plus élevé. Cependant réduire la taille du stockage de 1,5 à 1 Mm^3 (diminution d'un tiers) ne diminue le taux de recouvrement que de 8%.

Grace à cette étude, on a pu mettre en exergue un certain nombre de systèmes dont les performances sont satisfaisantes.

4.5. Conclusion

Dans ce paragraphe, nous avons utilisé l'outil de modélisation du système photovoltaïque/éolien/STEP qui a été développé dans le chapitre 2 pour observer l'influence des grandeurs caractéristiques du système sur ses performances. Par grandeurs caractéristiques, nous entendons les puissances installées PV et éoliennes, la puissance nominale du groupe Pompe/turbine réversible et le volume de stockage d'eau ; pour juger des performances du système, nous avons déterminé puis calculé la part de la production des énergies renouvelables intermittentes dans la production totale d'électricité, la part de la production des énergies renouvelables perdues (lorsque la puissance produite dépasse le seuil des 30% et qu'elle ne peut être entièrement utilisée pour alimenter le pompage), la part de la consommation qui n'a pas été satisfaite (et qui le sera dans la réalité par l'utilisation de turbines à combustion) et la part de la pointe de consommation satisfaite dans le cas de la stratégie 2.

Dans cette conclusion, nous ne rappellerons que les principales constatations car des conclusions partielles pour chaque stratégie ont déjà été présentées dans les paragraphes 2.5 et 3.5.

La stratégie 1 a pour objectif d'augmenter la part de la production d'énergies renouvelables intermittentes dans le mix énergétique alors que la stratégie 2 a pour but d'alimenter la pointe

de consommation et de réduire ainsi le recours aux turbines à combustion (fuel ou gaz) dont les couts de production du kWh électrique est très élevés.

Pour chacune des configurations qui ont été considérées dans l'étude, les performances ont été calculées avec et sans présence de la STEP afin de juger de l'influence de la présence du stockage d'énergie sur la part d'EnR dans la production globale d'énergie. On a constaté, dans le cas de la stratégie 1 que la présence de la STEP diminue l'énergie perdue de moitié avec une puissance EnR installée importante et d'un facteur 3 à 4 pour une puissance EnR installée plus faible voire des 2 tiers selon la puissance du groupe pompe/turbine et de la puissance installée. Cette énergie perdue peut même atteindre, dans certains conditions, une valeur presque nulle, mais au détriment d'une amélioration intéressante au niveau du taux des EnR dans la production. Concernant l'augmentation de la part des EnR, celle-ci augmente de l'ordre de 50% avec une puissance installée EnR élevée, et de 25% lorsque cette puissance installée est plus faible. **On peut donc considérer que l'objectif recherché, augmenter la part des EnR et réduire la part perdue, a été atteint. Cependant, il faut garder à l'esprit que la stratégie choisie n'est pas optimale et que le choix d'une stratégie plus « efficace » permettra d'améliorer encore les performances et de mieux justifier l'intérêt d'une STEP.** Dans le cas de la stratégie 2, l'influence de la STEP sur le taux d'EnR dans la production et sur l'énergie perdue est moindre, car la production de la STEP dépend de la consommation et est moins dépendante du niveau d'intégration des EnR intermittentes dans le système de production.

Pour la stratégie 2, le taux de recouvrement de la pointe de consommation atteint parfois 80% et là encore une meilleure stratégie permettrait probablement d'augmenter ce taux. De plus, une étude saisonnière devrait permettre de mettre en exergue des périodes où la pointe de consommation est totalement couverte (comme cela a été visible sur les illustrations du comportement du système sur une semaine du chapitre 3), permettant ainsi, sur ces périodes, de ne pas faire appel aux turbines à combustion.

Le pourcentage de la charge non satisfaite est très peu sensible aux variations des grandeurs caractéristiques du système, car telles que les stratégies sont conçues notamment au niveau de l'empilement des moyens de production, ce sont les autres systèmes de production qui prennent le relais en cas de manque, sauf s'ils sont tous utilisés. L'utilisation de ce paramètre comme critère de performance n'a donc pas été judicieuse et il n'a donc pas été utilisé dans le cas de la stratégie 2.

Le rendement de la STEP atteint parfois des valeurs « trop élevées », l'explication en a été donnée : en présence d'un faible volume de stockage ou d'une faible puissance EnR installée, le stockage a tendance à se vider rapidement (en créant de l'énergie de turbinage sans énergie de pompage), puis l'énergie de turbinage est liée à celle de pompage turbinage (ne pouvant pas turbiner de l'eau qui n'a pas été pompée auparavant). Ce surplus d'énergie de turbinage en début de simulation rend le rendement de la STEP élevé mais il n'est pas représentatif des performances réelles de la STEP ; il convient donc de prendre avec précaution ce paramètre dans certains cas. Cependant, lorsque celui-ci est représentatif, il varie le plus souvent entre 66 et 72% ce qui est en accord avec la littérature, la valeur de 66% est souvent apparue comme valeur limite inférieure.

Quelle que soit la stratégie, des valeurs seuils pour les puissances EnR installées sont apparues, plus élevées dans le cas de la stratégie 1 que pour la stratégie 2 du fait des objectifs différents de ces deux stratégies. Ces valeurs seuils, plus visibles au niveau de l'éolien que du photovoltaïque, se retrouvent au niveau de l'étude menées dans le chapitre 4 sur la variation du taux de couverture du pic ou du taux d'EnR dans la production en fonction de la part

d'énergie perdue ; en effet, ces valeurs apparaissent dans les meilleures configurations retenues ; cette concordance tend à montrer la justesse et l'intérêt de nos calculs.

L'étude menées dans le paragraphe 4 de ce chapitre, a permis de mettre en valeur un certain nombres de configurations du système dont les performances ont déjà jugées bonnes. Il n'a pas été possible d'extraire une configuration optimale car une étude de coût de production du kWh électrique aurait dû alors être menée afin de déterminer une configuration du système PV/Eolien/STEP à la fois satisfaisant « énergétiquement » parlant et « économiquement » intéressant.

Conclusion et Perspectives

Nous nous étions fixés comme objectif d'estimer l'apport de l'intégration d'un moyen de stockage d'énergie, largement répandu et mature, une station de transfert d'énergie par pompage, dans un système de production d'électricité composé de moyens de production « conventionnels » et de systèmes de production utilisant des sources renouvelables intermittentes et stochastiques.

L'intégration de systèmes photovoltaïques et/ou éoliens avec un haut taux de pénétration dans un réseau électrique peu ou pas interconnecté, tel que celui des îles, est limitée par leur nature intermittente, stochastique et non prédictible. Ce taux de pénétration ne peut être augmenté que si des moyens d'accumulation d'énergie sont utilisés.

Sans stockage, les productions des éoliennes et des centrales photovoltaïques peuvent être interrompues pour des raisons de sécurité du réseau électrique au-delà d'un certain pourcentage de participation de la consommation appelée, limitant ainsi les puissances installées des systèmes à sources renouvelables intermittentes.

En utilisant les solutions de stockage en soutien direct des grandes unités de production d'EnR, les producteurs pourront compenser les variations aléatoires des énergies intermittentes et assurer un niveau de puissance disponible suffisant, tout en s'affranchissant des moyens de production de compensation, fortement émetteurs de CO_2. D'un point de vue économique, le stockage permettrait aux producteurs de rentabiliser leurs infrastructures mais également d'atteindre un niveau de compétitivité comparable voire supérieur aux énergies traditionnelles. Ils gagneront en flexibilité et auront par exemple la possibilité de réinjecter leur énergie sur leur réseau quand ils le « souhaitent », afin de maximiser leurs profits. On peut notamment penser à un stockage pendant les heures creuses et une réinjection pendant la pointe (cas qui a été étudié dans ces travaux).

Nous avons donc envisagé deux stratégies de fonctionnement du système de production électrique avec pour chacune d'elle un objectif différent :

- la première stratégie, inspirée des travaux de Bueno et Carta (2005a,b) pour laquelle la puissance en provenance des sources intermittentes au-delà du seuil de déconnexion est utilisée pour alimenter les pompes de la STEP et stocker l'énergie produite pour une utilisation ultérieure. Cette énergie stockée est alors utilisée via les turbines quand les besoins en électricité le nécessiteront. L'objectif est d'augmenter la part de la production des énergies renouvelables intermittentes dans la production globale d'électricité et de limiter les pertes d'énergies renouvelables dues à des surproductions en période de faible consommation.
- dans la seconde stratégie, l'énergie stockée sous forme hydraulique n'est utilisée que pour écrêter les pics de consommation réduisant voire parfois annulant le recours à des moyens de production de pointe couteux et polluants tels que les turbines à combustion.

Le système complet de production d'électricité a été fortement inspiré par le système existant en Corse regroupant un approvisionnement en électricité par câbles sous-marins connectés avec l'Italie et la Sardaigne (mais de puissance disponible limitée) et de moyens de production thermiques (moteur à combustion interne au fuel lourd) ; seules les moyens de production hydrauliques n'ont pas été pris en compte car leur modélisation était complexe notamment par la nécessité de disposer de données de pluviométrie et des caractéristiques des bassins versants. Le fait de ne pas les avoir intégrés ne permet pas de tirer de nos travaux des

conclusions réalistes pour la Corse car le part de cette production hydraulique peut atteindre 30%.

Comme pour tous travaux de recherches, la première partie du travail a consisté à réaliser une étude bibliographique afin de faire le point sur les recherches réalisées sur l'utilisation des STEP et leur couplage avec des systèmes de production d'énergies renouvelables intermittents. Cette bibliographie riche a permis de mettre en évidence l'intérêt de ce type de système de stockage qui suscite un intérêt grandissant dans le secteur de l'énergie en raison de sa grande flexibilité à changer sa puissance de sortie rapidement et à suivre et compenser les variations à court terme de la production EnR.Il représente la moins chère des solutions de stockage d'énergie électrique et bénéficie d'un très bon rendement énergétique. De nombreuses études de cas ont été réalisées dans des contextes insulaires et en particulier grecques. S'est alors posée la question « comment distinguer nos travaux de ceux déjà réalisés ?» ; quatre réponses à cette question :

- dans la littérature, peu d'exemples d'études font intervenir à la fois une production éolienne et photovoltaïque ; dans nos travaux, le système de production globale comprend ces deux sources, qui plus est, d'autres moyens de production ont été pris en compte (câble et production thermique) et nous avons tenté de nous rapprocher le plus possible des conditions réelles de Corse.
- dans la littérature, la stratégie de fonctionnement de la STEP est souvent unique ; plusieurs stratégies de fonctionnement du système PV-Eolien-STEP avec des objectifs différents ont été envisagées dans cette thèse.
- dans la littérature, les calculs d'optimisation sont très souvent basés sur des valeurs moyennes de consommation et de production : dans notre étude, les simulations de fonctionnement des moyens de production et de stockages seront établies et réalisées sur la base de données horaires de consommation, d'irradiation solaire et de vent.
- dans la littérature les rendements sont toujours considérés constants, or la forte variabilité des productions éoliennes et PV implique que les régimes de fonctionnement sont variables en permanence et que les rendements (pompe/turbine réversible, champ PV, éolienne) associés le sont également; dans notre étude, les rendements des pompes réversibles, modules PV et éoliennes dépendent des charges, les hypothèses utilisées sont donc beaucoup plus réalistes.

Le second chapitre présente la modélisation du système PV/Eolien/STEP puis développe une méthode d'optimisation du fonctionnement du groupe pompe/turbine réversible :

- le modèle de Durish *et al* (2007), après avoir été validé, a été choisi pour modéliser la puissance électrique des modules PV en fonction de l'éclairement solaire et de la température ambiante.
- le convertisseur DC/AC a été modélisé par l'intermédiaire de son rendement de conversion ; l'équation représentative de ce rendement en fonction de la charge appelée a été développée par Schmid et Von Dincklage (1988) et Schmid et Schmidt (1991) ; l'équation a été validée par comparaison avec des courbes de rendements d'onduleurs disponibles sur le marché. Sur la base de travaux préalables réalisés par Stoyanov (2011), la taille de l'onduleur par rapport à celle du champ PV a été optimisée et nous a permis de disposer d'un système photovoltaïque optimal.
- le modèle de Pallabazzer (Pallabazzer et Gabow, 1992; Pallabazzer, 1995) nous a permis de décrire la puissance électrique fournie par les aérogénérateurs à partir de la vitesse du vent à la hauteur du moyeu. Préalablement, la vitesse du vent mesurée à 10 mètres de hauteur a été «relevée» à la hauteur du moyeu par l'utilisation de la bien connue formule de Justus (1978). A partir de courbes de rendement-débit disponibles

dans la littérature, les courbes (puissance électrique-débit) en mode pompage et turbinage du groupe pompe/turbine réversible ont été tracées et modélisées. Elles permettent de déterminer directement en fonction de la puissance électrique fournie à la pompe ou de celle à fournir au réseau par la turbine, le débit d'eau et d'en déduire le niveau d'eau dans les bassins.

- nous avons choisi d'utiliser 4 groupes pompe/turbine réversibles en parallèle et d'optimiser le nombre et le régime de fonctionnement de chacune d'elle en fonction du débit d'eau pompé ou turbiné afin d'utiliser le débit d'eau minimal en mode turbinage et maximal en mode pompage.

A l'issu de ce chapitre, nous disposons d'un outil de simulation du système PV/Eolien/STEP performant et très aisément adaptable à différentes stratégies de fonctionnement. Cet outil prend en compte la variabilité des régimes de fonctionnement pour tous les organes qui constituent le système de production et se distingue de la plupart des travaux déjà réalisés qui ne considèrent que des rendements constants quel que soit le régime de fonctionnement.

L'outil de simulation étant prêt, il restait à définir les stratégies de fonctionnement du système PV/Eolien/STEP dans le réseau électrique. Avant de présenter ces stratégies, la problématique de l'électrification des îles a été exposée dans le chapitre 3 car elle justifie d'autant plus l'utilisation de notre système. La situation énergétique de la Corse a été décrite en détail car elle sert de base à ces travaux et à la définition des stratégies de fonctionnement. Au départ, trois stratégies de fonctionnement ont été présentées, mais après les premiers résultats il est vite apparu que la troisième n'avait pas d'intérêt réel ; ainsi, la suite des travaux n'a été basée que sur 2 stratégies se différenciant par l'utilisation de l'énergie produite par la STEP lors du turbinage, soit alimenter la charge en fonction des besoins, soit alimenter uniquement les pointes de consommation ; la première stratégie a pour objectif d'augmenter les puissances installées EnR sans « gâcher » de l'énergie produite mais non utilisée, la seconde a pour but de satisfaire une grande part de la pointe de consommation et de limiter le recours aux turbines à combustion.

Le chapitre 4 a montré les liens existant entre les principales caractéristiques du système (puissances installées PV et éoliennes, puissance nominale du groupe pompe/turbine et volume du stockage) et les paramètres représentatifs des performances énergétiques (taux de production renouvelable dans la production totale, pourcentage d'énergie renouvelable perdue et taux de couverture de la pointe de consommation). L'interprétation des dépendances entre ces grandeurs a pu être réalisée. Il est apparu que les variations constatées étaient différentes selon la stratégie de fonctionnement mise en œuvre. Pour la puissance installée PV et éolienne, des valeurs « seuils » sont apparues au-delà desquelles on constatait un changement de pente dans les courbes de variation laissant ainsi penser qu'une augmentation de la puissance installée devenait alors moins ou plus intéressante; ces valeurs seuils étaient plus élevées dans le cas de la stratégie 1 que pour la stratégie 2 du fait des objectifs différents de ces deux stratégies. Elles sont plus visibles au niveau de l'éolien que du photovoltaïque et se retrouvent au niveau de l'étude menées sur la variation du taux de couverture du pic ou du taux d'EnR dans la production en fonction de la part d'énergie perdue ; en effet, ces valeurs apparaissent de nouveau dans les meilleures configurations retenues ; cette concordance tend à montrer la justesse et l'intérêt de nos calculs.

Pour chacune des configurations étudiées, les performances ont été calculées avec et sans présence de la STEP afin de juger de l'influence de la présence du stockage d'énergie. Dans le cas de la stratégie 1, la présence de la STEP diminue l'énergie perdue de moitié avec une puissance EnR installée importante et d'un facteur 3 à 4 pour une puissance EnR installée plus faible voire des 2 tiers. Cette énergie perdue peut même parfois être proche de zéro mais

au détriment d'une amélioration intéressante au niveau du taux des EnR dans la production. La part des EnR augmente de l'ordre de 50% avec une puissance installée EnR élevée, et de 25% avec une puissance installée plus faible.

On peut donc considérer que l'objectif recherché, augmenter la part des EnR et réduire la part perdue, a été atteint. Cependant, il faut garder à l'esprit que la stratégie choisie n'est pas optimale et que le choix d'une stratégie plus « efficace » permettra d'améliorer encore les performances et de mieux justifier l'intérêt d'une STEP.

Pour la stratégie 2, le taux de recouvrement de la pointe de consommation atteint parfois 80% et là encore une meilleure stratégie permettrait probablement d'augmenter ce taux. De plus, une étude saisonnière devrait permettre de mettre en exergue des périodes où la pointe de consommation est totalement couverte permettant ainsi, sur ces périodes, de ne pas faire appel aux turbines à combustible.

Le rendement de la STEP varie le plus souvent entre 66 et 72% ce qui est en accord avec la littérature, la valeur de 66% est souvent apparue comme valeur limite inférieure. Il est inférieur au rendement présenté dans certains ouvrages car le groupe pompe/turbine couplé à une production intermittente fonctionne en permanence en régime variable et donc pas nécessairement dans les meilleures conditions de rendement, comparé à un fonctionnement avec une source constante.

Au niveau du nombre de cycles, il a été difficile de tirer des conclusions car il est lié à de nombreux paramètres tels que le volume de stockage, la puissance nominale des pompes, … le nombre de cycles doit être relativement élevé afin d'utiliser au mieux tout le potentiel disponible de la STEP. Le fait que le nombre de cycles soit faible ne signifie pas nécessairement que le volume d'eau est trop important : une trop faible puissance du groupe de pompage ou des puissances installées EnR conduira à vider la réserve d'eau rapidement qui n'arrivera plus à atteindre son niveau haut, le réservoir à volume élevé se comportera alors comme un volume réduit et le nombre de cycles, ramené au volume nominal du stockage, sera alors faible.

Avons-nous atteint nos objectifs ? En partie oui, si l'outil de simulation nous a permis d'observer la variation des principaux paramètres et flux au sein du système et d'en tirer un certain nombre de conclusions, nous ne pouvons pas considérer que le dimensionnement du système PV/Eolien/STEP soit finalisé ou tout au moins optimal. Quelques configurations présentant de bonnes performances ont pu être mises en exergue. Pour développer et améliorer la méthode, il convient en particulier de mettre au point une stratégie de fonctionnement du système plus performante et d'adjoindre une étude économique pour permettre un choix entre des configurations de performances énergétiques proches et de confirmer l'intérêt de l'utilisation d'une STEP (intérêt plusieurs fois démontrée dans la littérature).

Les perspectives à ce travail sont nombreuses, nous allons en citer quelques-unes et montrer notamment comment les autres recherches réalisées au sein de l'UMR CNRS 6134 permettent ou permettront de les réaliser.

Une étude saisonnière pourrait être réalisée, elle permettrait en particulier de mieux observer les moments où les défaillances interviennent et dans le cas de la stratégie 2, de voir quand le recours aux TAC est nécessaire. L'absence des moyens de production hydraulique en été, dans le cas du mix énergétique réel de la Corse, du fait de la diminution des ressources, rend l'utilisation du système étudié en cette période encore plus intéressante.

Il convient également de revenir sur la définition du pic ou pointe de consommation qui pourrait changer les conclusions tirées au niveau de la seconde stratégie. Doit-on définir cette

pointe indépendamment de la production renouvelable intermittente en deçà des 30% de la charge ? il conviendra de se pencher sur ce point.

A plusieurs reprises, la nécessité de développer une stratégie de fonctionnement adéquate et performante a été soulevée ; celle-ci ne peut être « construite » sans connaître au préalable quelles seront les puissances produites par les systèmes éoliens et PV et les puissances consommées et ce à différents horizons temporels. Si la prédiction des puissances produites et consommées est correcte, nous pourrons anticiper sur le fonctionnement de la STEP, envisager divers fonctionnements et en déduire la meilleure. Par exemple, vider une réserve d'énergie tout en sachant que les ressources solaires et éoliennes ne permettront pas de les recharger pendant une longue période n'est pas judicieux alors que dans le cas contraire, elle évitera la mise en route d'un moyen supplémentaire de production.

Comme nous l'avions précisé en introduction de ce document, sur la base d'un rapport ministériel, le développement des moyens de stockage, indispensable pour l'intégration des EnR intermittentes, ne peut avoir lieu sans le développement conjoint des méthodes de prédiction et la mise en œuvre des réseaux intelligents.

Un lien évident existe entre les travaux de cette thèse et les axes développés au sein du projet de recherche "Energies Renouvelables" de l'Université de Corse, et notamment les deux plateformes technologiques MYRTE et PAGLIA ORBA, ainsi que le projet H2020 TILOS (Technology Innovation for the Local Scale, Optimum Integration of Battery Energy Storage). Les plateformes et le projet Tilos intègrent, toutes, la problématique générale de l'intégration des énergies renouvelables intermittentes dans les réseaux électriques insulaires. Elles nécessitent donc toutes la mise en œuvre de méthodes de prédiction de la production solaire, le développement de stratégies de fonctionnement et de gestion de l'énergie et le couplage optimale production intermittente/stockage.

Un comparatif rapide des deux plateformes MYRTE et PAGLIA ORBA et du projet TILOS en termes d'objectif met en valeur leur complémentarité :

	Résumé	*Objectif*
Plateforme MYRTE	Couplage entre un champ PV et une chaîne hydrogène utilisée comme moyen de stockage.	Développer un système et une stratégie de pilotage visant à améliorer la gestion et la stabilisation du réseau électrique.
Plateforme PAGLIA ORBA	Mise en œuvre d'un smart-grid avec différentes filières de stockage (électrochimique, mécanique) et abordant la mobilité électrique.	Tester différentes configurations de smart-grid, différents moyens de stockage et de production.
Projet TILOS	Couplage entre un champ PV et une éolienne et stockage d'énergie par batteries $NaNiCl_2$ et avec gestion optimale d'un smart-grid selon différentes stratégies de connexion.	Développer un système et une stratégie de pilotage optimisée visant à améliorer la gestion et la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique.

De nombreux travaux sur la prédiction du rayonnement solaire ont été réalisés au sein de l'équipe EnR et le couplage entre ces travaux et ceux réalisés dans le cadre de cette thèse feront l'objet d'un futur travail de doctorat.

Bibliographie

A

ADEME (2015). Micro-STEP de Berrien installée sur une carrière en fin d'exploitation et alimentée par des énergies renouvelables. www.ademe.fr.

Ai B., Yang H., Shen H., Liao X. (2003). Computer-aided design of PV/wind hybrid system. *Renewable Energy* ***28***, 1491–1512.

Ai A.K., Daraeepour A., Monsef H. (2011). A new self-scheduling strategy for integrated operation of wind and pumped-storage power plants in power markets. *Applied Energy* **88-12**, 5002–5012.

Anagnostopoulos J.S, Papantonis D.E. (2008). Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery wind-farms rejected energy. *Renewable Energy* **33(7),** 1685–1694.

Anagnostopoulos J.S., Papantonis D.E. (2012). Study of pumped storage schemes to support high RES penetration in the electric power system of Greece. *Energy* **45**, 416-423.

Ardizzon G., Cavazzini G., Pavesi G. (2014). A new generation of small hydro and pumped-hydropower plants: Advances and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **31**, 746–761.

Armani M., Sparber W., Parretta A., Antonini A., Butturi M., Stefancich, M. (2007). Performance monitoring of different PV systems installed in Northern Italy. 22nd EPEC, Milano, Italy, 3-7 September 2007.

Aspliden, C. (1981), Hybrid solar-wind energy conversion systems meteorological aspects. Rapport PNL-SA-10063, Richland: Pacific Northwest Laboratory.

ASTM (1998). Standard test methods for electrical performance of nonconcentrator terrestrial photovoltaic modules ad arrays using reference cells, Standard E1036. American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.

B

Bayón L., Grau J.M., Ruiz M.M., Suárez P.M. (2013). Mathematical modelling of the combined optimization of a pumped-storage hydro-plant and a wind park. *Mathematical and Computer Modelling* **57**, 2024–2028.

Bart J.B. (2013) Grands enjeux du stockage. Journée MPI « Stockage de l'énergie », Toulouse.

Benitez L.E., Benitez P.C., Van Kooten G.C. (2008). The economics of wind power with energy storage. *Energy Economics* **30**, 1973–1989.

Bergene T., Lovik O. (1995). Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells. *Solar Energy* **55**, 453-462.

Borowy B.S., Salameh Z.M. (1994). Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system. *IEEE Transactions on energy conversion* **9**, 482-488, 1994.

Borowy B.S., Salameh, Z.M. (1996). Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a Wind/PV hybrid system. *IEEE Transactions on energy conversion* **11**, 367-375.

Brano V.l., Orioli A., Ciulla G. (2012). On the experimental validation of an improved five-parameter model for silicon photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* **105**, 27–39.

Brown P.D., Pecas Lopes J.A., Matos M.A. (2008). Optimization of pumped storage capacity in an isolated power system with large renewable penetration. *IEEE Transaction Power System* **23(2)**, 23–31.

Bucher K. (1997). Site dependence of the energy collection of PV modules. *Solar EnergyMaterials and Solar Cells***47**, 85-94.

Bueno C., Carta J.A. (2005a). Technical–economic analysis of wind-powered pumped hydrostorage systems. Part I: model development. *Solar Energy* **78**, 382–395.

Bueno C., Carta J.A. (2005b). Technical–economic analysis of wind-powered pumped hydro storage systems. Part II: model application to the island of El Hierro. *Solar Energy* **78**, 396–405.

Bueno C., Carta J.A. (2006). Wind powered pumped hydro storage systems, a means of increasing the penetration of renewable energy in the Canary Islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **10**, 312–340.

Burger B., Ruther R. (2005). Site-Dependent System Performance and Optimal Inverter Sizing of Grid-Connected PV Systems. 31st IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Orlando – EUA, pp. 765-768.

Burger B., Ruther R. (2006). Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy***80**, 32–45.

C

Caralis G., Rados K., Zervos A. (2010). On the market of wind with hydro-pumped storage systems in autonomous Greek islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **14**, 2221–2226.

Caralis G., Papantonis D., Zervos A. (2015). The role of pumped storage systems towards the large scale wind integration in the Greek power supply system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **16**, 2558– 2565.

Castronuovo E.D., Pecas Lopes J.A. (2014). Optimal operation and hydro storage sizing of a wind–hydro power plant. *Electrical Power and Energy Systems* **26**, 771–778.

CDE (Connaissance des Energies). (2013). Hydroélectricité : Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP). http://www.connaissancedesenergies.org/. Consulté le 10/01/2016.

Chang T.J., Tu Y.L. (2007). Evaluation of monthly capacity factor of WECS using chronological and probabilistic wind speed data: a case study of Taiwan. Renewable Energy 32, 1453–1466.

Chapallaz J.M. (2007). Petites centrales hydrauliques : Pompe fonctionnant en turbine avec réglage du débit (PAT-Francis) 2ème Partie : Sélection de la pompe inversée pour fonctionnement en turbine. Rapport final Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne. Février 2007. Disponible sur www.bfe.admin.ch.

Chen F., Duic N., Alves L.M., Da Graca Carvalho M. (2007). Renew islands—Renewable energy solutions for islands. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **11**, 1888–1902.

Connolly D., MacLaughlin S., Leahy M. (2010). Development of a computer program to locate potential sites for pumped hydroelectric energy storage. *Energy* **35**, 375–381.

Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Pican E., LeahyM. (2012). The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage.*Renewable Energy* **43**, 47-60.

Crampes C., Moreaux M. (2010). Pumped storage and cost saving. *Energy Economics* **32**, 325–333.

D

Dambrine F., Legait B., Liger A., Valérian F, Bellier M., Brunetiere J.R., Gazeau J.C., Boyé H., Weymuller B. (2012). Eolien et photovoltaïque: enjeux énergétiques, industriels et sociétaux. Rapport Ministère du redressement productif, Ministère de l'écologie, du développement durable, et de l'énergie, septembre 2012.

Deane J.P., O Gallachoir B.P., McKeogh E.J. (2010).Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **14**, 1293–1302.

Díaz-González F., SumperA., Gomis-Bellmunt O.,Villafáfila-Robles R. (2012). A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable Sustainable Energy Review* **16-4**, 2154–2171.

Ding H., Hu Z., Song Y. (2012). Stochastic optimization of the daily operation of wind farm and pumped-hydro-storage plant. *Renewable Energy* **48**, 571-578.

Duque A.J., Castronuovo E.D., Sanchez I., Usaola J. (2011). Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer. *Electrical Power System Research***81**, 1767–1777.

Durisch W., Bitnar B., Mayor J.C., Kiess H., Lam K.H., Close J. (2007). Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation. *Solar Energy Materials and Solar cells* **91**, 79-84.

Dursun B., Alboyaci B. (2010). The contribution of wind-hydro pumped storage systems in meeting Turkey's electric energy demand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **14**, 1979–1988.

Dursun B., Alboyaci B., Gokcol C. (2012). Optimal wind-hydro solution for the Marmara region of Turkey to meet electric demand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **14**, 1979–1988.

E

EDF (2009). Intermittent random renewable energy in the insular energy system: why a maximum integration rate of 30%, Rapport, CCPSEI. Disponible à http://sei.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/SEI/corp/Pourquoi-30-dans-SEI.pdf.

EDF R&D. (2013). Les STEP. Collection une technologie dévoilée. Disponible sur: innovation.edf.com.

EDF SEI Corse. (2013). Generation Adequacy Report on the electricity supply - demand balance. Disponible sur sei.edf.com (consulté le 09.04.14).

Endegnanew A.G., Farahmand H., Huertas-Hernando D. (2013). Frequency Quality in the Nordic Power System: Wind Variability, Hydro Power Pump Storage and Usage of HVDC Link. *Energy Procedia* **35**, 62–68.

Enersol (2004). Hydropower – Energy saving and renewable energy in vocational education, Rapport EU, disponible à www.duurzaammbo.nl/DuurzaamMBO/DuurzaamMBO/Basismodule/Hydropower.pdf

ESA (2009). Electricity Storage Association. http://www.electricitystorage.org. Consulté le 10/01/2016.

EuroObserveur (2016a). Baromêtre Photovoltaïque ; Avril 2016. Disponible à www.eurobserv-er.org.

EuroObserveur(2016b). Baromêtre Eolien ; Février 2016. Disponible à www.eurobserver.org.

Evans D.L., Florschuetz L.W. (1977). Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration. *Solar Energy***19**, 255.

Evans, D.L., (1981). Simplified method for predicting photovoltaic array output. *Solar Energy* **27**, 555-560.

F

Faias, S,De Sousa G., Silva Reis F., Castro R. (2012). Assessment and Optimization of Wind Energy Integration into the Power Systems: Application to the Portuguese System. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **3-4**, 627-635.

Farahmanda H., Huertas-Hernando D. (2013). Frequency Quality in the Nordic Power System: Wind Variability, Hydro Power Pump Storage and Usage of HVDC Links. *Energy Procedia* **35**, 62-68.

Foley A.M., Leahy P.G., Li K., McKeogh E.J., Morrison A.P. (2015). Long-term analysis of pumped hydro storage to firm wind power. *Applied Energy* **137**, 638–648.

Fonseca J.A., Schlueter A. (2013). Novel approach for decentralized energy supply and energy storage of tall buildings in Latin America based on renewable energy sources: Case study - Informal vertical community Torre David, Caracas-Venezuela. *Energy* **53**, 93-105.

Fujihara T., Imano H., Oshima K. (1998). Development of Pump Turbine for Seawater Pumped Storage. *Hitachi Review* **47-51**.

G

Gabathuler Sh., Pavanello D., Münch C. (2015). Le pompage-turbinage à petite échelle pour le stockage local d'énergie. *Bulletin***2**. Université de Fribourg, Faculté d'Economie et de Sciences Sociales.

Gabler H., Luther J. (1988). Wind-solar hybrid electrical supply systems. Results from a simulation model and optimization with respect to energy payback time. *Solar & Wind Technology* **5**, 239-247.

Garcıa L. (2003). Renewable energy applications in desalination: state of the art. *Solar Energy* **75**, 381–393.

Garcia-Gonzalez Moraga J.R., Matres-Santos L., Mateo A. (2008). Stochastic Joint Optimization of Wind Generation and Pumped-Storage Units in an Electricity Market. *IEEE Transactions on Power Systems* **23-2**, 460-468.

Gilau A.M., Small M.J. (2008), Designing cost-effective seawater reverse osmosis system under optimal energy options. *Renewable Energy* **33**, 617–630.

Gimeno-Gutierrez M., Lacal-Arantegui R. (2015). Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage based on two existing reservoirs. *RenewableEnergy* **75**, 856-868.

Guillaume L. (2015). L'eau au service du soleil et du vent. http://www.faiteslepleindavenir.com/.

H

Hamidat A., Benyoucef B. (2008). Mathematic models of photovoltaic motor-pump systems. *Renewable Energy* **33**, 933–942.

Hedegaard K., Meibom P. (2012). Wind power impacts and electricity storage - A time scale perspective. *Renewable Energy* **37,** 318-324.

Hegazy A.A. (2000). Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Conversion and Management* **41**, 861-881.

Hladik J. (1984). Énergétique éolienne : applications pratiques, chauffage éolien, production d'électricité, pompage. *Technology & Engineering.* Publisher*:* Masson.

Hoicka C.E., Rowlands I.H. (2011). Solar and wind resource complementarity: Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada. *Renewable Energy* **36-1**, 97–107.

Hosseini-Firouz M. (2013). Optimal offering strategy considering the risk management for wind power producers in electricity market. *Electrical Power and Energy Systems* **49**, 359–368.

Hydro Power. (2006). Mini hydro power course, available on w3.tm.tue.nl/fileadmin/tm/TDO/Indonesie/Hydro_Power.pdf.

I

Ibrahim H., Ilinca A. (2008). *E*nergy storage systems—Characteristics and comparisions.*Renewable and Sustainable Energy Reviews***12,** 1221–1250.

IFPEN (2016). Les technologies actuelles de stockage et leur état de maturité. http://www.ifpenergiesnouvelles.fr. Consulté le 10/01/2016.

IEA (2014). Technology Roadmap – Energy storage. Rapport OECD/IEA, Mars 2014. Disponible sur www.iea.org.

Ishikawa T. (2002). Grid-connected photovoltaic power systems: Survey of inverter and related protection equipments. Report IEA PVPS T5-05.

J

Jiang R., Wang J., Guan Y. (2012). Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro. *IEEE Trans Power Syst* **27(2),** 800–810.

Justus C.G. (1978). Winds and system performances. Philadelphia, Franklin Institute Press.

K

Kabouris J.Y., Kanellos F.D. (2010). Impacts of large-scale wind penetration on designing and operation of electric power systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **1-2**, 107-114.

Kaldellis J.K., Kavadias K.A. (2001). Optimal wind-hydro solution for Aegean Sea islands' electricity-demand fulfillment. *Applied Energy* **70**, 333–354.

Kaldellis J.K. (2008). The wind potential impact on the maximum wind energy penetration in autonomous electrical grids. *Renewable Energy* **33**, 1665–1677.

Kaldellis J.K., Spyropoulos G.C., Kavadias K.A., Koronaki I.P. (2009a). Experimental validation of autonomous PV-based water pumping system optimum sizing. *Renewable Energy* **34**, 1106–1113.

Kaldellis J.K., Zafirakis D., Kondili E. (2010a). Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands. *Electrical Power and Energy Systems* **32**, 24–36.

Kaldellis J.K., Kapsali M., Kavadias K.A. (2010b) Energy balance analysis of wind-based pumped hydro storage systems in remote island electrical networks. *Applied Energy* **87**, 2427-2437.

Kaldellis J.K., Zafirakis D., Kavadias K. (2012). Minimum cost solution of wind–photovoltaic based stand-alone power Systems for remote consumers. *Energy Policy* **42**, 105–117.

Kalogirou S. (2005). A Seawater desalination using renewable energy sources. *Progress in Energy and Combustion Science* **31**, 242–281.

Kanakasabapathy P., Shanti Swarup K. (2010). Bidding strategy for pumped-storage plant in pool-based electricity market. *Energy Conversion and Management* **51**, 572–579.

Kanakasabapathy P. Economic impact of pumped storage power plant on social welfare of electricity market. *Electrical Power and Energy Systems* **45**, 187–193.

Kapsali M., Anagnostopoulos J.S., Kaldellis J.K. (2012). Wind powered pumped-hydro storage systems for remote islands: A complete sensitivity analysis based on economic perspectives. *Applied Energy***99**, 430–444.

Karsten H., Meibom, P. (2012). Wind power impacts and electricity storage - a time scale perspective. *Renewable Energy* **37**, 318-324.

Kasten F., Young A.T. (1989). Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied Optics* **28**, 4735–4738.

Katsaprakakis D.A., Christakis D.G., Zervos A, Papantonis D, Voutsinas S.(2008). Pumped storage systems introduction in isolated power production systems.*Renewable Energy* **33,** 467–490.

Katsaprakakis D.A., Christakis D.G., Pavlopoylos K., Stamataki S., Dimitrelou I., Stefanakis I., Spanos P. (2012). Introduction of a wind powered pumped storage system in the isolated insular power system of Karpathos–Kasos. *Applied Energy* **97**, 38–48.

Katsaprakakis D.A., Christakis D.G. (2014). Seawater pumped storage systems and offshore wind parks in islands with low onshore wind potential. A fundamental case study. *Energy* **66**, 470-486.

Katti P.K., Khedkar, M.K. (2007). Alternative energy facilities based on site matching and generation unit sizing for remote area power supply. *Renewable Energy* **32**, 1346–1362.

Kousksou T., Bruel P., Jamil A., El Rhafiki T., Zeraouli Y. (2014). Energy storage: Applications and challenges. *Solar Energy Materials and Solar Cells* **120- Part A**, 59–80.

Krajacic G., Duic N., Tsikalakis A., Zoulias M., Caralis G., Panteri E., Da Graca Carvalho M. (2011). Feed-in tariffs for promotion of energy storage technologies. *Energy Policy* **39**, 1410–1425.

Krajacic G., Loncar D., Duic N., Zeljko M., Lacal Arantegui R. Loisel R., Raguzin I. (2013). Analysis of financial mechanisms in support to new pumped hydropower storage projects in Croatia. *Applied Energy* **101**, 161–171.

L

Labbé J. (2006). L'hydrogène électrolytique comme moyen de stockage d'énergie électrique pour systèmes PV isolés. Thèse de Doctorat, Ecole des Mines de Paris, CEP, Sophia-Antipolis, Décembre 2006.

Li-jie D; Hua Z., Zeng R., Xiao-yan Q. (2012). The optimal allocation of pumped storage plant in wind farm. *Proceedings of IEEE Asia-Pacific power and energy*.

Loisel R. (2012). Power system flexibility with electricity storage technologies: A technical–economic assessment of a large-scale storage facility. *Electrical Power and Energy Systems* **42**, 542–552.

M

Ma T., Yang H., Lu L., PengJ. (2014a). Optimal design of an autonomous solar–wind-pumped storage power supply system. *Applied Energy***160**, 728–736.

Ma T., Yang H., Lu L. (2014b). Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island. *Energy Conversion and Management* **79**, 387–397.

Ma T., Yang H., Lu L., Peng J. (2014c). Technical feasibility study on a standalone hybrid solar–wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong. *Renewable Energy* **69**, 7–15.

Ma T., Yang H., Lu L.. (2014d). Solar photovoltaic system modeling and performance prediction .*Renewable Renewable and Sustainable Energy Reviews***36**, 304–315.

Ma T., Yang H., Lu L., Peng J. (2015). Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization., *Applied Energy* **137**, 649–659.

Mahmoudi H., Abdul-Wahab S.A, Goosen M.F.A, Sablani S.S., Perret J., Ouagued A., Spahis N. (2008). Weather data and analysis of hybrid photovoltaic–wind power generation systems adapted to a seawater greenhouse desalination unit designed for arid coastal countries. *Desalination* **222**, 119–127.

Malakar T., Goswami S. K.,. Sinha A. K. (2014). Optimum scheduling of micro grid connected wind-pumped storage hydro plant in a frequency based pricing environment. *Electrical Power and Energy Systems* **54** , 341–351.

Manfrida G., Secchi R. (2014). Seawater pumping as an electricity storage solution for photovoltaic energy systems. *Energy* **69**, 470-484.

Manolakos D., Papadakis G., Papantonis D., Kyritsis S. (2004). A stand-alone photovoltaic power system for remote villages using pumped water energy storage. *Energy* **29**, 57–69.

Margeta J., Glasnovic Z. (2010). Feasibility of the green energy production by hybrid solar + hydropower system in Europe and similar climate areas. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **14**, 1580–1590.

Margeta J., Glasnovic Z. (2011). Exploitation of temporary water flow by hybrid PV-hydroelectric plant. *Renewable Energy* **36**, 2268-2277.

Margeta J., Glasnovic Z. (2012). Theoretical settings of photovoltaic-hydro energy system for sustainable energy production. *Solar Energy* **86**, 972–982.

Margeta, J. Water storage as energy storage in green power system. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* **5**, 75–83.

McLean E., Kearney D. (2014). An Evaluation of Seawater Pumped Hydro Storage for Regulating the Export of Renewable Energy to the National Grid. *Energy Procedia* **46**, 152 – 160.

Megnint L., Verdurand G., Rey R. (2008). Turbines hydrauliques - Description et fonctionnement. Dossier Techniques de l'Ingénieur, Référence BM4405-v1, Date de publication : 10/10/2008.

Mohring H.D., Stellbogen D., Schaffler R., Oelting S., Gegenwart R. (2004). Outdoor performance of polycrystalline thin film PV modules in different European climates. 19th EPSEC, Paris, France, 7-11 June, 2004.

Mondol J.D., Yohanis, Y.G., Norton, B. (2006). Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Solar Energy* **80**, 1517-1539.

Muche T. (2009). A real option-based simulation model to evaluate investments in pump storage plants. *Energy Policy* **37**, 4851–4862.

Myers, D.R., Emery, K., Gueymard, C., (2002). Revising and validating spectral irradiance reference standards for photovoltaic performance. In: ASES/ASME Solar 2002 Conference Proceeding, Reno, Nevada, 15-20 June, 2002.

N

Nazari M.E., Ardehali M.M., Jafari S. (2010). Pumped-storage unit commitment with considerations for energy demand, economics, and environmental constraints. *Energy* **35**, 4092-4101.

Nfah E.M., Ngundam J.M., Tchinda R. (2007). Modelling of solar/diesel/battery hybrid power systems for far-north Cameroon. *Renewable Energy* **32**, 832-844.

Nolay P., (1987). Développement d'une méthode générale d'analyse des systèmes photovoltaïques. Thèse de Doctorat, Ecole des Mines, Sophia-Antipolis, France.

Notton G., Stoyanov L., Lazarov V. (2010). Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy* **35-2**, 541-554.

Notton G. (2015). Importance of islands in renewable energy production and storage: The situation of the French islands. *Renewable and Sustainable Energy Review***47,** 260–269.

O

O'Driscoll L. (2015). Pumped Hydro Electrical Storage. www.organicpower.ie.

Ozdamar A., Ozbalta N., Akin A., Yildirim E.D. (2005). An application of a combined wind and solar energy system in Izmir. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **9**, 624–637.

P

Paatero J.V., Lund P.D. (2007). Effects of large-scale photovoltaic power integration on electricity distribution networks. *Renewable Energy* **32**, 216-234.

Padrón S., Medina J.F., Rodríguez A. (2011). Analysis of a pumped storage system to increase the penetration level of renewable energy in isolated power systems. Gran Canaria: A case study. *Energy* **36**, 6753-6762.

Pallabazzer R., Gabow A.A. (1992). Wind generator potentiality in Somalia. *International Journal of Renewable Energy* **2**, 353-361.

Pallabazzer R. (1995). Evaluation of wind-generator potentiality. *Solar Energy* **55**, 49-59.

Papaefthymiou S.V., Karamanou E.G., Papathanassiou S., Papadopoulos A., Michael P.A. (2010). Wind-Hydro-Pumped Storage Station Leading to High RES Penetration in the Autonomous Island System of Ikaria. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* **1-3**.

Papaefthymiou S.V., Papathanassiou S.A. (2014). Optimum sizing of wind-pumped-storage hybrid power stations in island systems. *Renewable Energy* **64**, 187-196.

Papaefthymiou S.V., Lakiotis V.G., Margaris I.D., Papathanassiou S.A. (2015).Dynamic analysis of island systems with wind-pumped-storage hybrid power stations. *Renewable Energy* **74**, 544-554.

Pappala V.S., Erlich I.,Singh S.N. (2008). Unit commitment under wind power and demand uncertainties.*Proceedings of IEEE joint international conference on power system technology* (POWERCON-2008), 1–6.

Patlitzianas K.D., Christos K. (2012). Effective financing for provision of renewable electricity and water supply on islands. *Energy for Sustainable Development* **16**, 120–124.

PerrinS.(2013) Petites centrales hydrauliques. Techniques de l'Ingénieur, Novembre 2003.

Perlman J., Mc Namara A., Strobino D. (2005). Analysis of PV system performance versus modeled expectations across a set of identical PV systems. ISES 2005 Solar World Congress.

Pestourie, J. (2013). Les EnR intermittentes: cas des réseaux insulaires. IEEEP&ES, 25/04/2013, RTE, La Défense, Paris. Disponible à ewh.ieee.org.

Pina A. (2008). Economic modeling of a seawater pumped-storage system in the context of São Miguel. 2008 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies.

Powell W.R. (1981). An analytical expression for the average output power of a wind machine. *Solar Energy***26**, 77-80.

Prensier J.L., DauxC.(2006). La chaîne d'énergie du pompage de l'eau.Ressource publiée sur EDUSCOL-STI : http://eduscol.education.fr/sti/si-ens-cachan/.

Punys P., Baublys R., Kasiulis E., Vaisvila A., Pelikan B., Steller J. (2013). Assessment of renewable electricity generation by pumped storage power plants in EU Member States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **26** , 190-200.

Purvins A., Papaioannou I.T., Oleinikova I., Tzimas E. (2012). Effects of variable renewable power on a country-scale electricity system: High penetration of hydro power plants and wind farms in electricity generation. *Energy* **43**, 225-233.

R

Rahimi E., Rabiee A., Aghaei J., Muttaqi K.M., NezhadA.E. (2013). On the management of wind power intermittency. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **28**, 643–653.

Ramsome S. (2007). A summary of outdoor testing and modelling of PV systems. PVSAT3 Congress, Durham, 2007. Available at http://www.bp.com.

Rangoni B. (2012). A contribution on electricity storage: The case of hydro-pumped storage appraisal and commissioning in Italy and Spain. *Utilities Policy* **23,** 31-39.

Reichling, J.P., Kulacki F.A. (2008). Utility scale hybrid wind–solar thermal electrical generation: A case study for Minnesota. *Energy* **33**, 626–638.

Ren L., Tang Y., Shi J., Dou J., Zhou S., Jin T. (2013).Techno-economic evaluation of hybrid energy storage technologies for a solar–wind generation system.*Physica C* **484**, 272–275.

Rizov P., Stoyanov L. (2014). Communication personnelle, Université Technique de Sofia, Bulgarie.

Robyns B., Saudemont A.D., Ansel A, Courtecuisse V, Francois B., Plumel S., Deuse, J. (2006). Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie. *J3eA***5 -** Hors-Série 1.

Rodrigues E.M.G., Godina R., Santos S.F., Bizuayehu A.W., Contreras J., Catalao J.P.S. (2014). Energy storage systems supporting increased penetration of renewables in islanded systems. *Energy* **75**, 265-280.

Rosell J.I., Ibarñez M. (2006). Modelling power output in photovoltaic modules for outdoor operating conditions. *Energy Conversion and Management* **47**, 2424–2430.

Ross R.G. (1976). Interface design considerations for terrestrial solar cell modules. Proceedings of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference.

RTE/SER/ERDF/ADEEF (2015). Panorama de l'électricité renouvelable. Juin 2015. Disponible sur www.rte-france.com.

S

Saguan M. (2007) L'analyse économique des architectures de marché électrique. Application au market design du "temps réel". Thèse de Doctorat, Université Paris Sud XI.

Sandvig N.A. (2016). DOE PSH RFI Reponses, Chalenges and Opportunities for New Pumped Storage Development in the US. http://www.slideshare.net/sandvign/doe-psh-rfi-reponses. Consulté 10/01/2016.

Santhosha A., Farida A.M., Youcef-Toumi K. (2014). The impact of storage facility capacity and ramping capabilities on the supply side economic dispatch of the energy-water nexus. *Energy* **66**, 363-377.

Schmid J., Von Dincklage R.D. (1988). Power Conditioning and Control. Euroforum New Energies, Saarbruken, Germany, pp. 241-243.

Schmid J., Schmidt H. (1991). Inverters for Photovoltaic Systems. *5th Contractor's Meeting of the EC Photovoltaic Demonstration Projects, Ispra, Italy*, 122-132.

Shaahid S.M., Elhadidy M.A. (2003). Opportunities for utilization of stand-alone hybrid (photovoltaic+diesel+battery) power systems in hot climates. *Renewable Energy* **28**, 1741–1753.

SHEMA. (2010). Dimensionnement des Turbines. Lycée Chevrollier. Cours Société Hydraulique d'Etudes et de Missions d'Assistance. Mars 2010. Disponible sur : eduscol.education.fr/sti/sites/eduscol.education.fr.sti/files/ressources/techniques/767/767-dimensionnement-des-turbines.pdf

Siahkali H., Vakilian M.. (2009). Electricity generation scheduling with large-scale wind farms using particle swarm optimization. *Electric Power Systems Research* **79**, 826–836.

Siahkali H. (2011).Wind farm and pumped storage integrated ingeneration scheduling using PSO. Proceedings of 16th IEEE international Conference.

Singh R.R., Chelliah T.R., Agarwal P. (2014). Power electronics in hydro electric energy systems – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **32**, 944–959.

Sivakumar N., Das D., Padhy N.P., SenthilKumar A.R., Bisoyi N. (2013). Status of pumped hydro-storage schemes and its future in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **19**, 208–213.

Smiley E.W., Stamenic L., Jones J.D., Stojanovic M. (2000). Performance modelling of building integrated photovoltaic systems. 16th EPSEC, Glasgow, UK, 2000.

Solar Power Europe (European Photovoltaic Industry Association). (2016). Global Market Outlook For Solar Power 2015 – 2019. Disponible à www.solarpowereurope.org.

Spyrou I.D., Anagnostopoulos J.S. (2010). Design study of a stand-alone desalination system powered by renewable energy sources and a pumped storage unit. *Desalination* **257**, 137–149.

Steffen B. (2012). Prospects for pumped-hydro storage in Germany. *Energy Policy* **45**, 420–429.

Stelzer R.S., Walters R.N. (1977) Estimating Reversible Pump-Turbine Characteristics. A water resources technical publication, Engineering Monograph n°39, United States, Department of the Interior.

Stoyanov L. (2011). Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables. Thèse de Doctorat, Université de Corse Pasquale Paoli, Corse, France.

Stoyanov L., Notton G., Lazarov V. (2015). Balance of solar and wind energy sources. *Ecological Engineering and Environmental Protection* **1**, 65-76.

Sukamongkol Y., Chungpaibulpatana S., Ongsakul W. (2002). A simulation model for predicting the performance of a solar photovoltaic system with alternating current loads. *Renewable Energy* **27**, 237-258.

T

Tina G., Gagliano S., Raiti S., (2006). Hybrid solar/wind power system probabilistic modelling for long-term performance assessment. *Solar Energy* **80**, 578–588.

Tournery J.F. (2016). Les stations de pompage (STEP). Rubrique : Sources renouvelables, Encyclopédie de l'énergie. encyclopedie-energie.org/rubriques-darticles/sources-renouvelables.

Tuohy A., O'Malley M. (2011). Pumped storage in systems with very high wind penetration. *Energy Policy* **39**, 1965-1974.

U

Ummels B.C, Pelgrum E., Kling W.L. (2008). Integration of large-scale wind power and use of energy storage in the Netherlands electricity supply. *Renewable Power Generation* **24(1)**, 34–36.

V

Varkani A.K., Daraeepour A., Monsef H. (2011). A new self-scheduling strategy for integrated operation of wind and pumped-storage power plants in power markets. *Applied Energy* **88,** 5002–5012.

W

Wasserkraft Volk AG (2006). Energy for a sustainable future. Disponible sur

www.wkv-ag.com/off_deutsch/downloads/brochure_d_v2.pdf

Weisser D., Garcia R.S. (2005). Instantaneous wind energy penetration in isolated electricity grids: concepts and review. *Renewable Energy* **30**, 1299–1308.

Williams S.R., Gottschalg R., Infield D.G. (2004). PV modules real operating performance in the UK, a temperate maritime climate. *19th EPSEC*, 7-11 June 2004, Paris, France.

X

Xiaoyu H., Qiuye S., Huaguang Z., Zhan W. (2012). Multi-objective optimal design of wind/PV/pumped-storage system based on GA. *Proceedings of IEEE 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference.*

Y

Yan R., Yanpin L. (2011). Simulation and optimization of hybrid wind-solar-pumped-storage power system. Electric Information and Control Engineering (ICEICE). International Conference, pp 729 – 733.

Yang C.J., Jackson R.B. (2011). Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **15**, 839–844.

Z

Zafirakis D., Chalvatzis K.J., Baiocchi G., Daskalakis G. (2013). Modeling of financial incentives for investments in energy storage systems that promote the large-scale integration of wind energy. *Applied Energy* **105**, 138–154.

Résumé en Français:

L'intégration de systèmes photovoltaïques et/ou éoliens avec un haut taux de pénétration dans un réseau électrique peu ou pas interconnecté, tel que celui des îles, est limitée par leur nature intermittente, stochastique et non prédictible. L'objectif de ce travail est d'estimer l'apport de l'intégration d'un moyen de stockage d'énergie, largement répandu et mature, une station de transfert d'énergie par pompage (STEP), dans un système de production d'électricité composé de moyens de production « conventionnels » et des systèmes éoliens et photovoltaïques à sources renouvelables intermittentes ; les conditions de consommation et de production sont très proches de celles de la Corse.

2 stratégies de fonctionnement ont été successivement analysées : la première ayant pour but d'augmenter la part des EnR intermittente dans le mix énergétique, la seconde d'utiliser au mieux ce système hybride photovoltaïque/éolien/STEP pour alimenter les pointes de consommation en lieu et place des turbines à combustion.

Un outil de simulation du comportement système PV/Eolien/STEP performant et très aisément adaptable à différentes stratégies de fonctionnement a été ainsi développé. Cet outil prend en compte la variabilité des régimes de fonctionnement pour tous les organes qui constituent le système hybride.

A partir de simulations énergétiques utilisant l'outil ainsi développé, les résultats ont montré que les deux objectifs étaient atteints et ont permis d'analyser les influences des principales caractéristiques du système sur ses performances pour la première stratégie, la présence de la STEP permet de diminuer l'énergie perdue (surproduction EnR intermittente) de moitié et d'augmenter la part des EnR de près de 50% par rapport à un système sans stockage. Pour la seconde stratégie, le taux de recouvrement de la pointe de consommation atteint parfois 80% grâce à la STEP. Une meilleure stratégie de gestion de l'énergie permettrait probablement d'augmenter encore ces taux.

Au niveau des perspectives à ce travail, il est nécessaire de développer de nouvelles stratégies de fonctionnement de ces systèmes complexes faisant appel à des prédictions de la production éolienne et solaire et de la consommation afin d'anticiper les actions à mener au niveau du stockage et des moyens de production. Ces travaux sont en parfaite adéquation avec le recherches menées dans le cadre de plateformes Myrte et PagliaOrba et dans le cadre du projet H2020 Tilos.

Mots clés : énergie photovoltaïque ; énergie éolienne ; stations de transfert d'énergie par pompage ; intermittence des ressources ; taux d'intégration des EnR

Résumé en Anglais:

The integration of photovoltaic systems and / or wind, with high penetration in a little or not interconnected power system, as that of the islands, is limited by their intermittent, stochastic and unpredictable nature. The objective of this work is to estimate the contribution of the integration of an energy storage medium, widespread and mature, an energy transfer station by pumping (STEP), in a production system electricity consists of means of production "conventional" and wind power and photovoltaic systems to intermittent renewable sources; the conditions of consumption and production are very close to those of Corsica.

Two operating strategies have been analyzed successively: the first aimed at increasing the proportion of intermittent renewable energy in the energy mix, the second best use of this photovoltaic hybrid / wind / STEP to supply the place in consumption peaks and instead of combustion turbines.
An efficient behavioral simulation tool PV/ Wind power / PHES, *(pumped hydroelectric energy storage*) and quite easily adaptable to different operating strategies have been developed as well. This tool takes into account the variability of operating regimes for all the components that constitute the hybrid system.
From energy simulations using the tool thus developed, the results showed that both objectives were achieved and used to analyze the influences of the main features of the system performance. For the first strategy, the presence of PHES can reduce the energy lost (intermittently renewables overproduction) in half and increasing the proportion of renewables by nearly 50% compared to a system without storage.

In terms of perspectives for this work, it is necessary to develop new operational strategies of these complex systems based on predictions of wind and solar production and the power consumption in order to anticipate the actions to be taken at the storage level and producing means. This work is in perfect harmony with the research carried in the framework of Myrtle platforms and PagliaOrba and in the context of H2020 Tilos project.

Keywords: photovoltaics; wind power; energy transfer stations by pumping; intermittent energy source; integration rate of renewables.

Résumé en Albanais:

Integrimi i sistemeve fotovoltaike dhe/ ose turbinave me erë me depërtim të lartë në rrjetin elektrik, të lidhur pak me rrjetin ose tërësisht të palidhur, sic është rasti i ishujve, është i limituar prej natyrës intermitente, stokastike dhe të paparashikueshme. Objetivi i kësaj pune është të vlerësojë sjelljen e integrimit të një sistemi mesatar energjie, me një përhapje të gjerë dhe të maturuar, një stacion të transferimit të energjisë me anë të pompimit hidraulik (STEPH), në një sistem të prodhimit të energjisë të përbërë prej burimeve konvencionale dhe prej burimeve të të ripërtëritshme të përhershme sic ato të energjisë së erës dhe të sistemeve fotovoltaike; kushtet e konsumit dhe të prodhimit janë shumë afër me ato të Korsikës.

Dy strategjitë operative janë analizuar me sukses: Strategjia e parë kishte për qëllim rritjen e përqindjes së energjisë së rinovueshme në miksin energjetik, dhe e dyta kishte për qëllim përdorimin sa më mirë të sistemit hibrid fotovoltaike / turbina me erë / STEPH për të furnizuar pikun e konsumit dhe zëvendësimit të turbinave me djegie të brendshme.

Një mjet simulimi për sistemin fotovoltaik / turbina me erë / STEPH është efikas dhe shumë lehtësisht i adaptueshëm për dy strategjitë e ndryshme operative. Ky mjet merr parasysh ndryshueshmërinë e sistemeve operative për të gjitha pjesët që përbëjnë sistemin hibrid.
Nga simulimet e energjisë duke përdorur kodin e zhvilluar, rezultatet treguan se të dyja qëllimet janë arritur dhe lejojnë të analizohet ndikimet kryesore të sistemit në performancës. Për strategjinë e pari, prania e STEHP lejon reduktimin energjinë e humbur (të burimeve e rinovueshme të përhershme) prej gati 50% në krahasim me një sistem pa STEHP. Për strategjinë e dytë, shkalla e përfitimit për eleminimin e konsumit të pikut arrin në 80% nëpërmjet STEHP. Një strategji më e mirë e menaxhimit të energjisë ndoshta do të rritë më tej këto norma.

Në kushtet e perspektivës, është e nevojshme të zhvillohen strategji të reja operacionale të këtyre sistemeve komplekse bazuar në parashikimet të parametrave të erës dhe diellit, si edhe të konsumit në rrjet, në mënyrë që të sigurohen veprimet që do të merren për konservimin energjetik tyre. Kjo punë është në harmoni të plotë me hulumtimet e bëra si pjesë e platformave Myrte dhe PagliaOrba si edhe për projektin e H2020 Tilos.

Fjalë kyçe: energjia fotovoltaike; energjia e erës; stacionet e transferimit të energjisë nga pompimi hidraulik, burimet e përhershme të energjisë ; shkalla e integrimit të energjive të rinovueshme

Annexes

Annexe A4.1. Grandeurs énergétiques et paramètres - Stratégie 1 Groupe P/T réversible – Influence du volume de stockage

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	438000	595042	1994241	696729	439982	256747	577643	537254	137661	119086	17.09%	412184	97272	1982480	11761	0.59%	810	487	25	53	245	571	70.66%	28.97%	26.94%
	0.3	438000	592797	1994241	696729	439982	256747	580450	538860	140468	116279	16.69%	412830	98878	1982487	11754	0.59%	810	487	25	53	245	394	70.39%	29.11%	27.02%
Ppv=150 MWc	0.4	438000	596137	1994241	696729	439982	256747	585360	541772	145378	111369	15.98%	406767	101790	1982676	11565	0.58%	789	475	25	47	242	309	70.02%	29.35%	27.17%
Peol=90 MW	0.5	438000	595259	1994241	696729	439982	256747	589531	544571	149549	107198	15.39%	404761	104589	1982590	11651	0.58%	795	474	25	51	245	256	69.94%	29.56%	27.31%
4 x 20 MW	0.6	438000	595905	1994241	696729	439982	256747	593757	547683	153776	102972	14.78%	401574	107701	1983163	11078	0.56%	760	462	19	46	233	221	70.04%	29.77%	27.46%
	0.7	438000	595851	1994241	696729	439982	256747	595974	548478	155992	100755	14.46%	400616	108496	1982945	11296	0.57%	769	455	25	48	241	191	69.55%	29.88%	27.50%
	0.8	438000	596782	1994241	696729	439982	256747	599015	550588	159033	97714	14.02%	397423	110606	1982792	11449	0.57%	780	462	25	50	243	171	69.55%	30.04%	27.61%
	0.9	438000	597385	1994241	696729	439982	256747	599165	551053	159183	97564	14.00%	396245	111071	1982683	11558	0.58%	773	475	16	44	238	153	69.78%	30.04%	27.63%
	1	438000	596519	1994241	696729	439982	256747	599857	551139	159875	96872	13.90%	397113	111157	1982772	11469	0.58%	769	462	25	44	238	138	69.53%	30.08%	27.64%
	1.1	438000	598416	1994241	696729	439982	256747	597542	549779	157560	99187	14.24%	396563	109797	1982758	11483	0.58%	779	471	16	49	243	124	69.69%	29.96%	27.57%
	1.2	438000	597190	1994241	696729	439982	256747	600910	551889	160928	95819	13.75%	395919	111907	1982997	11244	0.56%	752	466	16	39	231	116	69.54%	30.13%	27.67%
	1.3	438000	595931	1994241	696729	439982	256747	603687	553667	163705	93042	13.35%	395300	113685	1982897	11344	0.57%	761	451	16	49	245	109	69.44%	30.27%	27.76%
	1.4	438000	592107	1994241	696729	439982	256747	604583	554561	164601	92146	13.23%	398141	114579	1982809	11432	0.57%	781	463	25	51	242	102	69.61%	30.32%	27.81%
	1.5	438000	594621	1994241	696729	439982	256747	600497	551773	160515	96232	13.81%	398323	111791	1982717	11524	0.58%	778	475	16	43	244	93	69.65%	30.11%	27.67%
	1.6	438000	592593	1994241	696729	439982	256747	603621	554075	163639	93108	13.36%	398228	114093	1982896	11345	0.57%	773	462	25	51	235	89	69.72%	30.27%	27.78%
	1.7	438000	592483	1994241	696729	439982	256747	605459	555250	165477	91270	13.10%	397124	115268	1982856	11385	0.57%	770	450	25	51	244	84	69.66%	30.36%	27.84%
	1.8	438000	590389	1994241	696729	439982	256747	603975	553749	163993	92754	13.31%	400562	113767	1982699	11542	0.58%	778	468	16	51	243	79	69.37%	30.29%	27.77%
	1.9	438000	590719	1994241	696729	439982	256747	602961	553975	162979	93768	13.46%	399920	113993	1982614	11627	0.58%	786	469	25	49	243	75	69.94%	30.24%	27.78%
	2	438000	591666	1994241	696729	439982	256747	601588	551909	161606	95141	13.66%	401237	111927	1982812	11429	0.57%	768	465	16	49	238	70	69.26%	30.17%	27.68%
sans STEP		**438000**	**658743**	**1994241**	**696729**	**439982**		**439982**	**439982**		**256747**	**36.85%**	**445720**		**1982445**	**11796**	**0.59%**	**815**							**22.06%**	**22.06%**

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	438000	626799	1994241	696729	439982	256747	539104.31	506849.35	99122.32	157624.7	22.62%	410928	66867	1982576	11665	0.58%	795	477	25	52	241	406	67.46%	27.03%	25.42%
	0.3	438000	629810	1994241	696729	439982	256747	541310.39	508107.87	101328.40	155418.6	22.31%	406937	68126	1982854	11387	0.57%	771	461	25	52	233	280	67.23%	27.14%	25.48%
Ppv=150 MWc	0.4	438000	630329	1994241	696729	439982	256747	544777.22	510522.63	104795.22	151951.8	21.81%	404111	70541	1982962	11279	0.57%	746	435	24	48	239	219	67.31%	27.32%	25.60%
Peol=90 MW	0.5	438000	629650	1994241	696729	439982	256747	547191.62	512189.97	107209.63	149537.4	21.46%	403339	72208	1983179	11062	0.55%	739	435	25	46	233	180	67.35%	27.44%	25.68%
4 x 10 MW	0.6	438000	628904	1994241	696729	439982	256747	545993.52	511132.72	106011.53	150735.5	21.63%	405185	71151	1983221	11020	0.55%	746	451	19	37	239	148	67.12%	27.38%	25.63%
	0.7	438000	628542	1994241	696729	439982	256747	548027.14	512619.60	108045.15	148701.9	21.34%	403876	72638	1983037	11204	0.56%	741	442	19	37	243	130	67.23%	27.48%	25.70%
	0.8	438000	627885	1994241	696729	439982	256747	549989.69	513954.02	110007.70	146739.3	21.06%	403531	73972	1983370	10871	0.55%	743	442	25	34	242	116	67.24%	27.58%	25.77%
	0.9	438000	626015	1994241	696729	439982	256747	547622.49	512368.69	107640.50	149106.5	21.40%	406414	72387	1982799	11442	0.57%	772	462	25	42	243	101	67.25%	27.46%	25.69%
	1	438000	627651	1994241	696729	439982	256747	550347.13	513944.12	110365.13	146381.9	21.01%	403711	73962	1983306	10935	0.55%	739	451	25	39	224	93	67.02%	27.60%	25.77%
	1.1	438000	626382	1994241	696729	439982	256747	547747.62	512448.58	107765.62	148981.4	21.38%	406010	72467	1982840	11401	0.57%	770	463	25	50	232	83	67.24%	27.47%	25.70%
	1.2	438000	626308	1994241	696729	439982	256747	547235.41	512338.02	107253.42	149493.6	21.46%	406272	72356	1982918	11323	0.57%	777	457	25	51	244	76	67.46%	27.44%	25.69%
	1.3	438000	625707	1994241	696729	439982	256747	547947.01	512097.98	107965.01	148782	21.35%	407310	72116	1983114	11127	0.56%	760	469	19	39	233	70	66.80%	27.48%	25.68%
	1.4	438000	626905	1994241	696729	439982	256747	549094.39	513129.94	109112.39	147634.6	21.19%	404736	73148	1982771	11470	0.58%	768	464	25	43	236	66	67.04%	27.53%	25.73%
	1.5	438000	626509	1994241	696729	439982	256747	546897.66	511978.23	106915.66	149831.4	21.50%	406324	71996	1982811	11430	0.57%	776	474	25	39	238	60	67.34%	27.42%	25.67%
	1.6	438000	627345	1994241	696729	439982	256747	549601.90	513349.27	109619.90	147127.1	21.12%	404126	73367	1982820	11421	0.57%	754	459	25	36	234	58	66.93%	27.56%	25.74%
	1.7	438000	627898	1994241	696729	439982	256747	548021.24	512508.66	108039.25	148707.8	21.34%	404497	72527	1982904	11337	0.57%	773	466	19	53	235	54	67.13%	27.48%	25.70%
	1.8	438000	626963	1994241	696729	439982	256747	547778.15	512444.96	107796.16	148951	21.38%	405935	72463	1983343	10898	0.55%	759	466	10	53	230	51	67.22%	27.47%	25.70%
	1.9	438000	628705	1994241	696729	439982	256747	548185.12	513308.29	108203.13	148543.9	21.32%	403297	73326	1983310	10931	0.55%	734	446	19	37	232	48	67.77%	27.49%	25.74%
	2	438000	627595	1994241	696729	439982	256747	548803.22	512495.76	108821.23	147925.8	21.23%	405207	72514	1983298	10943	0.55%	749	429	25	51	244	46	66.64%	27.52%	25.70%
sans STEP		**438000**	**658743**	**1994241**	**696729**	**439982**		**439982**	**439982**		**256747**	**36.85%**	**445720**		**1982445**	**11796**	**0.59%**	**815**							**22.06%**	**22.06%**

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	438000	586462	1994241	858089	449663	408426	615696	564773	166033	242392	28.25%	393700	115109	1982935	11306	0.57%	769	466	25	53	225	671	69.33%	30.87%	28.32%
	0.3	438000	585195	1994241	858089	449663	408426	619187	566779	169523	238902	27.84%	393057	117115	1983031	11210	0.56%	764	465	23	53	223	464	69.09%	31.05%	28.42%
Ppv=250 MWc	0.4	438000	584690	1994241	858089	449663	408426	626821	571531	177158	231267	26.95%	389095	121868	1983316	10925	0.55%	733	434	25	53	221	368	68.79%	31.43%	28.66%
Peol=90 MW	0.5	438000	588001	1994241	858089	449663	408426	633867	576171	184204	224222	26.13%	381493	126508	1983665	10576	0.53%	706	429	25	30	222	309	68.68%	31.78%	28.89%
4 x 20 MW	0.6	438000	588797	1994241	858089	449663	408426	636589	577792	186926	221500	25.81%	378973	128129	1983562	10679	0.54%	708	431	22	37	218	262	68.55%	31.92%	28.97%
	0.7	438000	587260	1994241	858089	449663	408426	642839	581678	193176	215249	25.08%	376731	132015	1983669	10572	0.53%	691	407	21	44	219	232	68.34%	32.23%	29.17%
	0.8	438000	587167	1994241	858089	449663	408426	642416	581292	192752	215673	25.13%	378101	131629	1984561	9680	0.49%	680	416	16	39	209	203	68.29%	32.21%	29.15%
	0.9	438000	587108	1994241	858089	449663	408426	641102	580595	191439	216987	25.29%	377683	130932	1983386	10855	0.54%	711	432	20	36	223	180	68.39%	32.15%	29.11%
	1	438000	587589	1994241	858089	449663	408426	643206	581999	193543	214883	25.04%	376775	132336	1984363	9878	0.50%	667	407	23	36	201	164	68.38%	32.25%	29.18%
	1.1	438000	588292	1994241	858089	449663	408426	643282	582525	193619	214807	25.03%	375052	132862	1983869	10372	0.52%	683	408	25	37	213	149	68.62%	32.26%	29.21%
	1.2	438000	587307	1994241	858089	449663	408426	644921	583800	195258	213168	24.84%	374881	134137	1983988	10253	0.51%	693	419	25	48	201	139	68.70%	32.34%	29.27%
	1.3	438000	586657	1994241	858089	449663	408426	647191	584393	197528	210898	24.58%	375171	134729	1984220	10021	0.50%	659	395	18	35	211	129	68.21%	32.45%	29.30%
	1.4	438000	584950	1994241	858089	449663	408426	651928	587994	202265	206160	24.03%	372826	138330	1983770	10471	0.53%	665	408	25	23	209	123	68.39%	32.69%	29.48%
	1.5	438000	583303	1994241	858089	449663	408426	651071	586865	201408	207018	24.13%	375373	137202	1983540	10701	0.54%	694	424	25	35	210	114	68.12%	32.65%	29.43%
	1.6	438000	582661	1994241	858089	449663	408426	648977	585804	199314	209112	24.37%	377070	136140	1983534	10707	0.54%	701	424	25	42	210	106	68.30%	32.54%	29.37%
	1.7	438000	580789	1994241	858089	449663	408426	650286	587060	200623	207802	24.22%	377791	137397	1983640	10601	0.53%	706	422	25	42	217	100	68.49%	32.61%	29.44%
	1.8	438000	582986	1994241	858089	449663	408426	650346	586560	200683	207742	24.21%	375778	136897	1983324	10917	0.55%	721	430	25	42	224	95	68.22%	32.61%	29.41%
	1.9	438000	579642	1994241	858089	449663	408426	651547	587523	201884	206542	24.07%	378249	137859	1983414	10827	0.54%	701	418	25	42	216	90	68.29%	32.67%	29.46%
	2	438000	579212	1994241	858089	449663	408426	649549	585700	199886	208540	24.30%	380087	136037	1982999	11242	0.56%	742	454	25	45	218	85	68.06%	32.57%	29.37%
Sans STEP		**438000**	**657809**	**1994241**	**858089**	**449663**		**449663**	**449663**		**408426**	**47.60%**	**437417**		**1982890**	**11351**	**0.57%**	**774**							**22.55%**	**22.55%**

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	438000	624247	1994241	858089	449663	408426	558035	522356	108372	300054	34.97%	398793	72693	1983396	10845	0.54%	746	450	25	53	218	439	67.08%	27.98%	26.19%
	0.3	438000	627167	1994241	858089	449663	408426	565558	527191	115895	292531	34.09%	391411	77528	1983769	10472	0.53%	697	416	25	37	219	318	66.89%	28.36%	26.44%
Ppv=250 MWc	0.4	438000	627586	1994241	858089	449663	408426	565014	526665	115351	293075	34.15%	391575	77002	1983826	10415	0.52%	690	418	22	44	206	239	66.75%	28.33%	26.41%
Peol=90 MW	0.5	438000	627233	1994241	858089	449663	408426	569966	529965	120303	288123	33.58%	389356	80302	1984554	9687	0.49%	643	394	16	26	207	200	66.75%	28.58%	26.57%
4 x 10 MW	0.6	438000	625712	1994241	858089	449663	408426	570984	530771	121321	287105	33.46%	389469	81107	1983952	10289	0.52%	703	433	25	35	210	169	66.85%	28.63%	26.62%
	0.7	438000	625660	1994241	858089	449663	408426	568638	529122	118975	289451	33.73%	390849	79459	1983632	10609	0.53%	700	426	25	38	211	142	66.79%	28.51%	26.53%
	0.8	438000	623559	1994241	858089	449663	408426	572639	531987	122976	285450	33.27%	390213	82323	1983759	10482	0.53%	695	435	20	23	217	129	66.94%	28.71%	26.68%
	0.9	438000	623631	1994241	858089	449663	408426	572647	531337	122984	285442	33.26%	390977	81673	1983944	10297	0.52%	689	425	20	33	211	114	66.41%	28.72%	26.64%
	1	438000	623389	1994241	858089	449663	408426	570727	530416	121064	287362	33.49%	391771	80753	1983577	10664	0.53%	705	424	25	42	214	101	66.70%	28.62%	26.60%
	1.1	438000	622728	1994241	858089	449663	408426	572222	530940	122559	285866	33.31%	392274	81276	1983942	10299	0.52%	691	429	16	35	211	93	66.32%	28.69%	26.62%
	1.2	438000	623397	1994241	858089	449663	408426	571681	531550	122017	286408	33.38%	391246	81887	1984193	10048	0.50%	681	405	14	46	216	86	67.11%	28.67%	26.65%
	1.3	438000	622078	1994241	858089	449663	408426	570797	530079	121134	287292	33.48%	393294	80416	1983451	10790	0.54%	713	436	25	38	214	78	66.39%	28.62%	26.58%
	1.4	438000	623043	1994241	858089	449663	408426	570162	530059	120498	287927	33.55%	392534	80395	1983635	10606	0.53%	702	420	25	38	219	72	66.72%	28.59%	26.58%
	1.5	438000	623335	1994241	858089	449663	408426	567904	528865	118241	290184	33.82%	393266	79202	1983466	10775	0.54%	736	447	25	53	211	66	66.98%	28.48%	26.52%
	1.6	438000	624594	1994241	858089	449663	408426	571350	530624	121687	286739	33.42%	390417	80961	1983635	10606	0.53%	693	423	19	39	212	64	66.53%	28.65%	26.61%
	1.7	438000	623738	1994241	858089	449663	408426	571575	531643	121911	286514	33.39%	390180	81980	1983560	10681	0.54%	708	440	16	37	215	61	67.25%	28.66%	26.66%
	1.8	438000	624463	1994241	858089	449663	408426	572224	532025	122561	285865	33.31%	389045	82362	1983534	10707	0.54%	711	433	25	38	215	57	67.20%	28.69%	26.68%
	1.9	438000	623579	1994241	858089	449663	408426	571590	530659	121926	286499	33.39%	391651	80995	1983888	10353	0.52%	687	408	25	42	212	54	66.43%	28.66%	26.61%
	2	438000	623263	1994241	858089	449663	408426	573202	531749	123539	284887	33.20%	390869	82085	1983881	10360	0.52%	685	418	19	37	211	52	66.44%	28.74%	26.66%
Sans STEP		**438000**	**657809**	**1994241**	**858089**	**449663**		**449663**	**449663**		**408426**	**47.60%**	**437417**		**1982890**	**11351**	**0.00569**	**774**							**22.55%**	**22.55%**

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	438000	606966	1994241	576401	419061	157340	523222	494501	104161	53179	9.23%	442294	75440	1981760	12481	0.63%	871	526	27	53	265	448	72.43%	26.24%	24.80%
	0.3	438000	607819	1994241	576401	419061	157340	524808	495555	105747	51593	8.95%	440402	76494	1981776	12465	0.63%	869	526	27	51	265	306	72.34%	26.32%	24.85%
Ppv=75 MWc	0.4	438000	608589	1994241	576401	419061	157340	528977	498028	109916	47424	8.23%	437248	78967	1981866	12375	0.62%	861	520	23	53	265	241	71.84%	26.53%	24.97%
Peol=90 MW	0.5	438000	607584	1994241	576401	419061	157340	530559	499044	111498	45842	7.95%	437158	79983	1981785	12456	0.62%	865	520	27	53	265	196	71.73%	26.60%	25.02%
4 x 20 MW	0.6	438000	608462	1994241	576401	419061	157340	530004	498567	110943	46397	8.05%	436729	79506	1981759	12482	0.63%	870	527	27	53	263	163	71.66%	26.58%	25.00%
	0.7	438000	611049	1994241	576401	419061	157340	535188	502224	116127	41213	7.15%	430583	83163	1981856	12385	0.62%	850	517	21	53	259	147	71.61%	26.84%	25.18%
	0.8	438000	610125	1994241	576401	419061	157340	535106	502225	116045	41295	7.16%	431607	83164	1981957	12284	0.62%	854	513	27	51	263	129	71.67%	26.83%	25.18%
	0.9	438000	608686	1994241	576401	419061	157340	534071	501850	115010	42330	7.34%	433289	82789	1981825	12416	0.62%	853	513	27	53	260	114	71.98%	26.78%	25.16%
	1	438000	610052	1994241	576401	419061	157340	532950	501058	113889	43451	7.54%	432982	81997	1982092	12149	0.61%	834	502	18	51	263	102	72.00%	26.72%	25.13%
	1.1	438000	610681	1994241	576401	419061	157340	535099	502109	116038	41302	7.17%	431175	83048	1981965	12276	0.62%	844	518	18	53	255	94	71.57%	26.83%	25.18%
	1.2	438000	610535	1994241	576401	419061	157340	535403	502013	116342	40998	7.11%	431300	82952	1981848	12393	0.62%	856	515	27	53	261	86	71.30%	26.85%	25.17%
	1.3	438000	609534	1994241	576401	419061	157340	536443	503397	117382	39958	6.93%	430875	84336	1981806	12435	0.62%	862	519	27	51	265	80	71.85%	26.90%	25.24%
	1.4	438000	609135	1994241	576401	419061	157340	537178	503252	118117	39224	6.80%	431666	84191	1982053	12188	0.61%	838	507	27	51	253	75	71.28%	26.94%	25.24%
	1.5	438000	608644	1994241	576401	419061	157340	535517	501921	116456	40884	7.09%	433404	82860	1981969	12272	0.62%	858	515	27	51	265	69	71.15%	26.85%	25.17%
	1.6	438000	607222	1994241	576401	419061	157340	538927	504839	119866	37474	6.50%	431803	85778	1981864	12377	0.62%	853	508	27	53	265	67	71.56%	27.02%	25.31%
	1.7	438000	607329	1994241	576401	419061	157340	540843	505982	121782	35558	6.17%	430664	86921	1981975	12266	0.62%	843	516	18	49	260	64	71.37%	27.12%	25.37%
	1.8	438000	606099	1994241	576401	419061	157340	538936	505292	119875	37465	6.50%	433102	86231	1982493	11748	0.59%	832	517	18	49	248	60	71.93%	27.02%	25.34%
	1.9	438000	606556	1994241	576401	419061	157340	536109	502493	117048	40292	6.99%	434727	83432	1981775	12466	0.63%	868	524	27	53	264	55	71.28%	26.88%	25.20%
	2	438000	608455	1994241	576401	419061	157340	539658	505147	120597	36743	6.37%	430359	86086	1981961	12280	0.62%	853	509	27	53	264	54	71.38%	27.06%	25.33%
Sans STEP		**438000**	**660341**	**1994241**	**576401**	**419061**		**419061**	**419061**		**157340**	**27.30%**	**464336**		**1981739**	**12502**	**0.63%**	**875**							**21.01%**	**21.01%**

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	438000	631350	1994241	576401	419061	157340	499002	473376	79941	77399	13.43%	439109	54314	1981835	12406	0.62%	858	515	27	53	263	329	67.94%	25.02%	23.74%
	0.3	438000	635268	1994241	576401	419061	157340	501506	475168	82445	74895	12.99%	433484	56107	1981920	12321	0.62%	848	515	27	51	255	231	68.05%	25.15%	23.83%
Ppv=75 MWc	0.4	438000	633756	1994241	576401	419061	157340	503797	476764	84736	72604	12.60%	433646	57703	1982167	12074	0.61%	824	499	18	45	262	179	68.10%	25.26%	23.91%
Peol=90 MW	0.5	438000	634339	1994241	576401	419061	157340	504785	477243	85724	71616	12.42%	432245	58182	1981827	12414	0.62%	857	516	27	49	265	144	67.87%	25.31%	23.93%
4 x 10 MW	0.6	438000	633541	1994241	576401	419061	157340	504417	476708	85356	71984	12.49%	433746	57647	1981995	12246	0.61%	853	512	27	49	265	120	67.54%	25.29%	23.90%
	0.7	438000	634067	1994241	576401	419061	157340	505005	477122	85944	71396	12.39%	432985	58061	1982174	12067	0.61%	843	515	27	43	258	104	67.56%	25.32%	23.92%
	0.8	438000	633010	1994241	576401	419061	157340	506005	478191	86944	70396	12.21%	432911	59130	1982112	12129	0.61%	822	491	27	45	259	92	68.01%	25.37%	23.98%
	0.9	438000	632953	1994241	576401	419061	157340	505922	477742	86861	70479	12.23%	433429	58681	1982125	12116	0.61%	839	508	21	49	261	82	67.56%	25.37%	23.96%
	1	438000	632828	1994241	576401	419061	157340	507339	478685	88278	69062	11.98%	432747	59623	1982259	11982	0.60%	839	507	27	51	254	75	67.54%	25.44%	24.00%
	1.1	438000	632300	1994241	576401	419061	157340	506670	478402	87609	69731	12.10%	433409	59341	1982111	12130	0.61%	840	507	27	43	263	68	67.73%	25.41%	23.99%
	1.2	438000	632828	1994241	576401	419061	157340	508025	478932	88964	68376	11.86%	432570	59871	1982330	11911	0.60%	830	507	21	49	253	63	67.30%	25.47%	24.02%
	1.3	438000	632257	1994241	576401	419061	157340	506037	477696	86976	70364	12.21%	433964	58635	1981917	12324	0.62%	852	513	21	53	265	57	67.41%	25.37%	23.95%
	1.4	438000	632661	1994241	576401	419061	157340	505545	477697	86484	70856	12.29%	433766	58636	1982125	12116	0.61%	844	511	27	53	253	53	67.80%	25.35%	23.95%
	1.5	438000	632548	1994241	576401	419061	157340	505947	478283	86886	70454	12.22%	433363	59222	1982194	12047	0.60%	851	514	27	53	257	50	68.16%	25.37%	23.98%
	1.6	438000	633427	1994241	576401	419061	157340	509096	479652	90035	67305	11.68%	431094	60591	1982173	12068	0.61%	828	497	27	40	264	48	67.30%	25.53%	24.05%
	1.7	438000	634166	1994241	576401	419061	157340	508438	479380	89377	67963	11.79%	430636	60319	1982182	12059	0.60%	823	491	27	41	264	45	67.49%	25.50%	24.04%
	1.8	438000	633593	1994241	576401	419061	157340	509184	480032	90123	67217	11.66%	431053	60971	1982678	11563	0.58%	796	477	21	48	250	43	67.65%	25.53%	24.07%
	1.9	438000	633205	1994241	576401	419061	157340	507232	478900	88171	69169	12.00%	432808	59839	1982913	11328	0.57%	792	466	27	48	251	40	67.87%	25.43%	24.01%
	2	438000	633774	1994241	576401	419061	157340	509121	480454	90060	67280	11.67%	430037	61393	1982265	11976	0.60%	830	488	27	52	263	39	68.17%	25.53%	24.09%
Sans STEP		**438000**	**660341**	**1994241**	**576401**	**419061**		**419061**	**419061**		**157340**	**27.30%**	**464336**		**1981739**	**12502**	**0.63%**	**875**							**21.01%**	**21.01%**

Annexe A4.2. Grandeurs énergétiques et paramètres - Stratégie 1 Groupe P/T réversible – Influence de la puissance Pompe-Turbine

Combinaison	Puissance PT MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	438000	645197	1994241	696729	439982	256747.04	500959	480433	60976.929	195770	28.10%	419191	40451.1	1982821	11420	0.57%	756	448	19	46	243	85	66.34%	25.12%	24.09%
	24	438000	641275	1994241	696729	439982	256747.04	511766	487651	71783.637	184963	26.55%	415902	47668.7	1982828	11413	0.57%	763	453	25	49	236	100	66.41%	25.66%	24.45%
Ppv =150 MWp	28	438000	637847	1994241	696729	439982	256747.04	522971	494897	82989.469	173758	24.94%	412054	54915.1	1982798	11443	0.57%	765	472	20	42	231	115	66.17%	26.22%	24.82%
Peole = 90 MW	32	438000	634749	1994241	696729	439982	256747.04	530729	500288	90746.813	166000	23.83%	410072	60306.1	1983109	11132	0.56%	759	460	20	39	240	126	0.6646	26.61%	25.09%
Bassin	36	438000	632563	1994241	696729	439982	256747.04	538534	506170	98552.454	158195	22.71%	406011	66188.5	1982745	11496	0.58%	770	472	19	41	238	138	67.16%	27.00%	25.38%
0.6 Mm3	40	438000	628904	1994241	696729	439982	256747.04	545994	511133	106011.53	150736	21.63%	405185	71150.7	1983221	11020	0.55%	746	451	19	37	239	148	67.12%	27.38%	25.63%
	44	438000	626561	1994241	696729	439982	256747.04	553757	516571	113775.4	142972	20.52%	401914	76589.4	1983047	11194	0.56%	748	453	20	39	236	159	67.32%	27.77%	25.90%
	48	438000	622390	1994241	696729	439982	256747.04	559855	521369	119872.94	136874	19.65%	401317	81387.3	1983077	11164	0.56%	756	443	25	47	241	169	67.89%	28.07%	26.14%
	52	438000	619539	1994241	696729	439982	256747.04	565739	525478	125757.4	130990	18.80%	399964	85496.2	1982981	11260	0.56%	766	446	25	52	243	177	67.98%	28.37%	26.35%
	56	438000	617118	1994241	696729	439982	256747.04	573159	530717	133177.38	123570	17.74%	397000	90734.8	1982835	11406	0.57%	763	458	25	41	239	188	68.13%	28.74%	26.61%
	60	438000	612980	1994241	696729	439982	256747.04	576429	533763	136446.59	120300	17.27%	398182	93780.7	1982925	11316	0.57%	760	459	25	40	236	194	0.6873	28.90%	26.77%
	64	438000	610265	1994241	696729	439982	256747.04	580692	536890	140710.13	116037	16.65%	397857	96908.1	1983012	11229	0.56%	737	448	20	32	237	200	68.87%	29.12%	26.92%
	68	438000	606101	1994241	696729	439982	256747.04	583284	538936	143301.94	113445	16.28%	399744	98954.1	1982782	11459	0.57%	763	456	25	41	241	204	69.05%	29.25%	27.02%
	72	438000	603136	1994241	696729	439982	256747.04	588123	542596	148141.23	108606	15.59%	399136	102614	1982867	11374	0.57%	760	452	16	47	245	211	69.27%	29.49%	27.21%
	76	438000	599186	1994241	696729	439982	256747.04	591408	545666	151425.89	105321	15.12%	400286	105684	1983138	11103	0.56%	750	449	19	42	240	217	69.79%	29.66%	27.36%
	80	438000	595905	1994241	696729	439982	256747.04	593757	547683	153775.5	102972	14.78%	401574	107701	1983163	11078	0.56%	760	462	19	46	233	221	70.04%	29.77%	27.46%
sans STEP		438000	658743	1994241	696729	439982		439982	439982		256747	36.85%	445720		1982445	11796	0.59%	815							22.06%	22.06%

Combinaison	Puissance PT MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	438000	644216	1994241	696729	439982	256747.04	501341.18	480530.41	61359.19	195388	28.04%	420744	40548.4	1983490	10751	0.54%	767	453	25	53	236	43	66.08%	25.14%	24.10%
	24	438000	641625	1994241	696729	439982	256747.04	513102.59	488198.02	73120.60	183626	26.36%	415340	48216	1983163	11078	0.56%	751	449	20	46	236	51	65.94%	25.73%	24.48%
Ppv = 150 MWc	28	438000	637043	1994241	696729	439982	256747.04	522130.94	494891.23	82148.94	174598	25.06%	413061	54909.2	1982995	11246	0.56%	786	477	25	49	235	58	66.84%	26.18%	24.82%
Peole = 90 MW	32	438000	634022	1994241	696729	439982	256747.04	530135.47	499818.10	90153.48	166594	23.91%	411155	59836.1	1982996	11245	0.56%	759	455	25	46	233	63	66.37%	26.58%	25.06%
Bassin	36	438000	630539	1994241	696729	439982	256747.04	539941.16	506513.60	99959.17	156788	22.50%	407760	66531.6	1982813	11428	0.57%	774	461	25	53	235	70	66.56%	27.08%	25.40%
1.2 Mm3	40	438000	626308	1994241	696729	439982	256747.04	547235.41	512338.02	107253.42	149494	21.46%	406272	72356	1982918	11323	0.57%	777	457	25	51	244	76	67.46%	27.44%	25.69%
	44	438000	623676	1994241	696729	439982	256747.04	555260.35	518109.76	115278.36	141469	20.30%	402921	78127.8	1982706	11535	0.58%	768	463	25	46	234	81	67.77%	27.84%	25.98%
	48	438000	619539	1994241	696729	439982	256747.04	563203.11	523114.38	123221.11	133526	19.16%	402081	83132.4	1982734	11507	0.58%	777	469	25	49	234	87	67.47%	28.24%	26.23%
	52	438000	615758	1994241	696729	439982	256747.04	570216.21	528437.45	130234.21	126513	18.16%	400711	88455.5	1982907	11334	0.57%	756	443	25	49	239	92	67.92%	28.59%	26.50%
	56	438000	612408	1994241	696729	439982	256747.04	575780.63	532729.07	135798.64	120948	17.36%	399973	92747.1	1983110	11131	0.56%	763	454	25	42	242	97	68.30%	28.87%	26.71%
	60	438000	608571	1994241	696729	439982	256747.04	581325.71	536777.66	141343.72	115403	16.56%	399849	96795.7	1983198	11043	0.55%	763	461	16	42	244	101	68.48%	29.15%	26.92%
	64	438000	604961	1994241	696729	439982	256747.04	586822.30	540756.34	146840.31	109907	15.77%	399146	100774	1982863	11378	0.57%	763	452	16	51	244	105	68.63%	29.43%	27.12%
	68	438000	603934	1994241	696729	439982	256747.04	592228.78	544551.60	152246.79	104500	15.00%	396326	104570	1982811	11430	0.57%	772	451	25	51	245	109	68.68%	29.70%	27.31%
	72	438000	600527	1994241	696729	439982	256747.04	594897.65	546733.22	154915.66	101831	14.62%	397569	106751	1982830	11411	0.57%	769	451	25	48	245	111	68.91%	29.83%	27.42%
	76	438000	597990	1994241	696729	439982	256747.04	598603.58	549782.86	158621.59	98125.5	14.08%	397092	109801	1982864	11377	0.57%	772	467	25	35	245	114	69.22%	30.02%	27.57%
	80	438000	597190	1994241	696729	439982	256747.04	600909.74	551888.68	160927.75	95819.3	13.75%	395919	111907	1982997	11244	0.56%	752	466	16	39	231	116	69.54%	30.13%	27.67%
sans STEP		438000	658743	1994241	696729	439982		439982	439982		256747	36.85%	445720		1982445	11796	0.59%	815							22.06%	22.06%

Combinaison	Puissance PT MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	438000	642506	1994241	858089	449663	408426	516815	493908	67152	341274	39.77%	409317	44244	1983730	10511	0.53%	715	427	25	50	213	93	65.89%	25.92%	24.77%
	24	438000	638585	1994241	858089	449663	408426	529243	502120	79579	328846	38.32%	404706	52457	1983411	10830	0.54%	705	432	20	38	215	110	65.92%	26.54%	25.18%
Ppv = 250 MWc	28	438000	635719	1994241	858089	449663	408426	540196	509824	90533	317893	37.05%	400403	60161	1983946	10295	0.52%	683	419	20	36	208	126	66.45%	27.09%	25.56%
Peole=90MW	32	438000	632400	1994241	858089	449663	408426	549975	516158	100312	308113	35.91%	396911	66495	1983469	10772	0.54%	720	439	25	42	214	139	66.29%	27.58%	25.88%
Bassin	36	438000	629177	1994241	858089	449663	408426	559852	523021	110189	298237	34.76%	393359	73358	1983557	10684	0.54%	696	430	19	36	211	153	66.57%	28.07%	26.23%
0.6 Mm3	40	438000	625712	1994241	858089	449663	408426	570984	530771	121321	287105	33.46%	389469	81107	1983952	10289	0.52%	703	433	25	35	210	169	66.85%	28.63%	26.62%
	44	438000	623758	1994241	858089	449663	408426	580188	537184	130524	277901	32.39%	385218	87520	1984159	10082	0.51%	683	422	16	31	214	182	67.05%	29.09%	26.94%
	48	438000	619158	1994241	858089	449663	408426	587321	542190	137658	270768	31.55%	384804	92527	1984152	10089	0.51%	667	400	25	34	208	191	67.21%	29.45%	27.19%
	52	438000	614970	1994241	858089	449663	408426	593521	546653	143857	264568	30.83%	384442	96990	1984066	10175	0.51%	676	410	16	38	212	200	67.42%	29.76%	27.41%
	56	438000	611686	1994241	858089	449663	408426	602127	552440	152463	255962	29.83%	382325	102776	1984451	9790	0.49%	677	409	19	38	211	213	67.41%	30.19%	27.70%
	60	438000	606961	1994241	858089	449663	408426	607845	556637	158182	250244	29.16%	382742	106974	1984340	9901	0.50%	669	407	14	35	213	221	67.63%	30.48%	27.91%
	64	438000	604227	1994241	858089	449663	408426	614679	561526	165016	243410	28.37%	380171	111863	1983924	10317	0.52%	692	408	22	42	220	231	67.79%	30.82%	28.16%
	68	438000	600594	1994241	858089	449663	408426	618838	564667	169174	239251	27.88%	380454	115004	1983714	10527	0.53%	697	412	24	45	216	237	67.98%	31.03%	28.31%
	72	438000	596992	1994241	858089	449663	408426	627316	570961	177653	230773	26.89%	377964	121297	1983916	10325	0.52%	696	420	20	43	213	249	68.28%	31.46%	28.63%
	76	438000	593697	1994241	858089	449663	408426	629760	573198	180096	228329	26.61%	378954	123535	1983849	10392	0.52%	690	427	19	37	207	253	68.59%	31.58%	28.74%
	80	438000	588797	1994241	858089	449663	408426	636589	577792	186926	221500	25.81%	378973	128129	1983562	10679	0.54%	708	431	22	37	218	262	0.6855	31.92%	28.97%
Sans STEP		**438000**	**657809**	**1994241**	**858089**	**449663**		**449663**	**449663**		**408426**	**47.60%**	**437417**		**1982890**	**11351**	**0.57%**	**774**							**22.55%**	**22.55%**

Combinaison	Puissance PT MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	438000	642824	1994241	858089	449663	408426	516576	494037	66912	341513	39.80%	409293	44374	1984155	10086	0.51%	706	437	25	43	201	47	66.32%	25.90%	24.77%
	24	438000	639572	1994241	858089	449663	408426	529546	502679	79883	328542	38.29%	403228	53016	1983478	10763	0.54%	716	437	20	46	213	56	66.37%	26.55%	25.21%
Ppv=250MWc	28	438000	636004	1994241	858089	449663	408426	540501	509396	90838	317588	37.01%	400093	59733	1983494	10747	0.54%	700	426	20	38	216	63	65.76%	27.10%	25.54%
Peole=90MW	32	438000	631457	1994241	858089	449663	408426	548980	515807	99317	309108	36.02%	398267	66144	1983530	10711	0.54%	716	438	25	42	211	69	66.60%	27.53%	25.86%
Bassin	36	438000	627051	1994241	858089	449663	408426	560366	523223	110703	297722	34.70%	395228	73560	1983502	10739	0.54%	706	418	25	49	214	77	66.45%	28.10%	26.24%
1.2Mm3	40	438000	623397	1994241	858089	449663	408426	571681	531550	122017	286408	33.38%	391246	81887	1984193	10048	0.50%	681	405	14	46	216	86	67.11%	28.67%	26.65%
	44	438000	618801	1994241	858089	449663	408426	581642	538210	131979	276447	32.22%	388681	88547	1983692	10549	0.53%	690	416	16	35	223	92	67.09%	29.17%	26.99%
	48	438000	613652	1994241	858089	449663	408426	590970	544234	141306	267119	31.13%	387647	94571	1983533	10708	0.54%	716	446	25	39	206	99	66.93%	29.63%	27.29%
	52	438000	609587	1994241	858089	449663	408426	598066	549160	148403	260022	30.30%	386685	99496	1983432	10809	0.54%	708	433	25	40	210	104	67.04%	29.99%	27.54%
	56	438000	604765	1994241	858089	449663	408426	609565	557511	159902	248524	28.96%	383702	107847	1983977	10264	0.51%	694	427	16	41	210	112	67.45%	30.57%	27.96%
	60	438000	601215	1994241	858089	449663	408426	617233	562946	167570	240856	28.07%	381767	113283	1983928	10313	0.52%	689	417	25	35	212	118	67.60%	30.95%	28.23%
	64	438000	600626	1994241	858089	449663	408426	624262	567638	174599	233827	27.25%	377879	117975	1984143	10098	0.51%	667	406	25	23	213	123	67.57%	31.30%	28.46%
	68	438000	596619	1994241	858089	449663	408426	628565	570687	178902	229524	26.75%	378498	121024	1983805	10436	0.52%	687	423	16	28	220	126	67.65%	31.52%	28.62%
	72	438000	594876	1994241	858089	449663	408426	634885	575849	185222	223204	26.01%	375073	126186	1983798	10443	0.52%	673	406	18	36	213	131	68.13%	31.84%	28.88%
	76	438000	592187	1994241	858089	449663	408426	641275	580499	191611	216814	25.27%	373676	130836	1984363	9878	0.50%	665	410	18	33	204	135	0.6828	32.16%	29.11%
	80	438000	587307	1994241	858089	449663	408426	644921	583800	195258	213168	24.84%	374881	134137	1983988	10253	0.51%	693	419	25	48	201	139	0.687	32.34%	29.27%
Sans STEP		**438000**	**657809**	**1994241**	**858089**	**449663**		**449663**	**449663**		**408426**	**47.60%**	**437417**		**1982890**	**11351**	**0.00569**	**774**							**22.55%**	**22.55%**

Combinaison	Puissance PT MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	438000	648119.64	1994241	576401	419061	157340	472158	454235	53097	104243	18.09%	441660	35174	1982015	12226	0.61%	845	510	22	53	260	74	66.25%	23.68%	22.78%
	24	438000	644975.42	1994241	576401	419061	157340	478963	459062	59902	97438	16.90%	439856	40001	1981893	12348	0.62%	838	500	27	48	263	84	66.78%	24.02%	23.02%
Ppv=75MWc	28	438000	642627.28	1994241	576401	419061	157340	487271	464655	68210	89130	15.46%	437051	45594	1982333	11908	0.60%	832	503	27	46	256	95	66.84%	24.43%	23.30%
Peole=90MW	32	438000	639475.04	1994241	576401	419061	157340	492772	468681	73711	83629	14.51%	436152	49620	1982308	11933	0.60%	830	505	27	44	254	103	67.32%	24.71%	23.50%
Bassin	36	438000	636664.09	1994241	576401	419061	157340	498428	472697	79367	77973	13.53%	434781	53636	1982142	12099	0.61%	847	512	21	50	264	112	67.58%	24.99%	23.70%
0.6Mm3	40	438000	633541.29	1994241	576401	419061	157340	504417	476708	85356	71984	12.49%	433746	57647	1981995	12246	0.61%	853	512	27	49	265	120	0.6754	25.29%	23.90%
	44	438000	632140.94	1994241	576401	419061	157340	511070	481534	92009	65332	11.33%	430424	62473	1982099	12142	0.61%	839	512	18	44	265	130	67.90%	25.63%	24.15%
	48	438000	629233.4	1994241	576401	419061	157340	514298	484552	95237	62103	10.77%	430335	65491	1982120	12121	0.61%	830	499	19	49	263	136	68.77%	25.79%	24.30%
	52	438000	626754.84	1994241	576401	419061	157340	518024	486978	98963	58377	10.13%	430389	67917	1982121	12120	0.61%	839	509	22	51	257	141	68.63%	25.98%	24.42%
	56	438000	624527.52	1994241	576401	419061	157340	522419	490827	103358	53982	9.37%	428519	71766	1981873	12368	0.62%	851	510	27	49	265	149	69.43%	26.20%	24.61%
	60	438000	622146.08	1994241	576401	419061	157340	524152	492490	105091	52249	9.06%	429280	73429	1981917	12324	0.62%	846	506	27	48	265	152	69.87%	26.28%	24.70%
	64	438000	619386.78	1994241	576401	419061	157340	526237	494018	107176	50164	8.70%	430386	74957	1981791	12450	0.62%	861	521	27	52	261	155	69.94%	26.39%	24.77%
	68	438000	616817.98	1994241	576401	419061	157340	528695	496081	109634	47706	8.28%	430893	77020	1981792	12449	0.62%	862	522	27	51	262	159	70.25%	26.51%	24.88%
	72	438000	613195.06	1994241	576401	419061	157340	529890	497349	110829	46511	8.07%	433232	78288	1981775	12466	0.63%	867	524	27	53	263	161	70.64%	26.57%	24.94%
	76	438000	610537.95	1994241	576401	419061	157340	530128	498127	111067	46273	8.03%	435094	79066	1981759	12482	0.63%	870	527	27	53	263	162	71.19%	26.58%	24.98%
	80	438000	608462.22	1994241	576401	419061	157340	530004	498567	110943	46397	8.05%	436729	79506	1981759	12482	0.63%	870	527	27	53	263	163	0.7166	26.58%	25.00%
Sans STEP		**438000**	**660341**	**1994241**	**576401**	**419061**		**419061**	**419061**		**157340**	**27.30%**	**464336**		**1981739**	**12502**	**0.63%**	**875**							**21.01%**	**21.01%**

Combinaison	Puissance PT MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	438000	648541.49	1994241	576401	419061	157340	472006	453903	52945	104395	18.11%	442153	34842	1982598	11643	0.58%	825	489	27	51	258	37	65.81%	23.67%	22.76%
	24	438000	645550.65	1994241	576401	419061	157340	481366	460599	62305	95035	16.49%	438349	41538	1982498	11743	0.59%	832	507	27	46	252	44	66.67%	24.14%	23.10%
Ppv=75MWc	28	438000	642512	1994241	576401	419061	157340	488475	465401	69414	87926	15.25%	436111	46340	1982025	12216	0.61%	830	506	27	46	251	49	66.76%	24.49%	23.34%
Pwt=90MW	32	438000	639381.23	1994241	576401	419061	157340	494189	469279	75128	82212	14.26%	435488	50218	1982148	12093	0.61%	828	501	22	53	252	53	66.84%	24.78%	23.53%
Bassin	36	438000	635095.72	1994241	576401	419061	157340	499909	473139	80847	76493	13.27%	435799	54078	1982034	12207	0.61%	852	518	18	53	263	57	66.89%	25.07%	23.73%
1.2Mm3	40	438000	632828.14	1994241	576401	419061	157340	508025	478932	88964	68376	11.86%	432570	59871	1982330	11911	0.60%	830	507	21	49	253	63	67.30%	25.47%	24.02%
	44	438000	629181.16	1994241	576401	419061	157340	512524	482858	93463	63877	11.08%	431904	63797	1981943	12298	0.62%	840	509	27	46	258	67	68.26%	25.70%	24.21%
	48	438000	627298.8	1994241	576401	419061	157340	516757	485881	97695	59645	10.35%	430697	66820	1981877	12364	0.62%	850	507	27	53	263	70	68.40%	25.91%	24.36%
	52	438000	623481.47	1994241	576401	419061	157340	521190	489379	102129	55211	9.58%	431388	70318	1982248	11993	0.60%	836	509	18	51	258	73	68.85%	26.13%	24.54%
	56	438000	620629.43	1994241	576401	419061	157340	524754	492632	105693	51647	8.96%	430652	73571	1981913	12328	0.62%	854	511	27	53	263	77	69.61%	26.31%	24.70%
	60	438000	620187.05	1994241	576401	419061	157340	527415	494617	108354	48986	8.50%	429241	75556	1982045	12196	0.61%	838	499	27	49	263	79	69.73%	26.45%	24.80%
	64	438000	617300.07	1994241	576401	419061	157340	528493	495745	109432	47908	8.31%	431030	76684	1982075	12166	0.61%	837	505	27	51	254	80	70.07%	26.50%	24.86%
	68	438000	615651.71	1994241	576401	419061	157340	531983	498541	112922	44418	7.71%	429837	79480	1982029	12212	0.61%	843	507	27	46	263	83	70.38%	26.68%	25.00%
	72	438000	613788.88	1994241	576401	419061	157340	533569	499662	114507	42833	7.43%	430671	80601	1982121	12120	0.61%	843	510	18	51	264	84	70.39%	26.76%	25.06%
	76	438000	610387.94	1994241	576401	419061	157340	535773	501690	116712	40628	7.05%	432039	82629	1982117	12124	0.61%	843	512	18	51	262	86	70.80%	26.87%	25.16%
	80	438000	610535.06	1994241	576401	419061	157340	535403	502013	116342	40998	7.11%	431300	82952	1981848	12393	0.62%	856	515	27	53	261	86	0.713	26.85%	25.17%
Sans STEP		**438000**	**660341**	**1994241**	**576401**	**419061**		**419061**	**419061**		**157340**	**27.30%**	**464336**		**1981739**	**12502**	**0.63%**	**875**							**21.01%**	**21.01%**

A4.3. Grandeurs énergétiques et paramètres - Stratégie 1 Groupe P/T réversible – Influence de la puissance installée éolienne.

Combinaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	666833	1994241	312803	277512	35291.1	306778	297986	29266	6024.76	1.93%	564583	20474	1967402	26839	1.35%	1752	1099	75	64	514	43	69.96%	15.38%	14.94%
	60	438000	645795	1994241	464827	375373	89454.1	430900	413590	55526	33927.8	7.30%	480594	38216	1977979	16262	0.82%	1154	706	39	59	350	80	68.83%	21.61%	20.74%
PV = 100 MWc	90	438000	631189	1994241	616852	429075	187777	522033	492011	92959	94818.4	15.37%	421291	62936	1982490	11751	0.59%	800	487	19	46	248	131	0.677	26.18%	24.67%
Bassin = 0,6 Mm3	120	438000	624543	1994241	768876	450823	318053	573317	532116	122494	195559	25.43%	389716	81293	1984375	9866	0.49%	645	372	12	45	216	169	66.36%	28.75%	26.68%
Groupe P/T = 40 MW	150	438000	621480	1994241	920900	462947	457953	595614	550413	132666	325287	35.32%	375250	87466	1985143	9098	0.46%	592	336	10	37	209	182	65.93%	29.87%	27.60%
	180	438000	619245	1994241	1072925	472455	600470	609537	562584	137082	463388	43.19%	366056	90130	1985886	8355	0.42%	543	294	7	40	202	187	0.6575	30.56%	28.21%
	210	438000	615560	1994241	1224949	480115	744834	622389	573709	142274	602560	49.19%	359529	93594	1986798	7443	0.37%	500	272	5	35	188	194	65.78%	31.21%	28.77%
	240	438000	614730	1994241	1376974	486568	890405	631969	582364	145401	745005	54.10%	352298	95796	1987393	6848	0.34%	464	239	6	36	183	199	65.88%	31.69%	29.20%
	270	438000	612928	1994241	1528998	492122	1036876	641108	590242	148986	887890	58.07%	346568	98120	1987737	6504	0.33%	436	224	7	24	181	203	65.86%	32.15%	29.60%
	300	438000	611457	1994241	1681022	496962	1184060	646724	595564	149762	1034298	61.53%	342740	98602	1987761	6480	0.32%	438	228	6	28	176	204	65.84%	32.43%	29.86%
Sans STEP																										
	30	438000	673926	1994241	312803	277512		277512	277512		35291	11.28%	577751		1967189	27052	1.36%	1771							13.92%	13.92%
	60	438000	662682	1994241	464827	375373		375373	375373		89454	19.24%	501587		1977642	16599	0.83%	1195							18.82%	18.82%
	90	438000	659587	1994241	616852	429075		429075	429075		187777	30.44%	455390		1982052	12189	0.61%	847							21.52%	21.52%
	120	438000	657757	1994241	768876	450823		450823	450823		318053	41.37%	437143		1983722	10519	0.53%	698							22.61%	22.61%
	150	438000	656334	1994241	920900	462947		462947	462947		457953	49.73%	427460		1984742	9499	0.48%	633							23.21%	23.21%
	180	438000	655261	1994241	1072925	472455		472455	472455		600470	55.97%	419817		1985533	8708	0.44%	582							23.69%	23.69%
	210	438000	654382	1994241	1224949	480115		480115	480115		744834	60.81%	413673		1986171	8070	0.40%	541							24.08%	24.08%
	240	438000	653722	1994241	1376974	486568		486568	486568		890405	64.66%	408413		1986702	7539	0.38%	506							24.40%	24.40%
	270	438000	653196	1994241	1528998	492122		492122	492122		1036876	67.81%	403824		1987141	7100	0.36%	479							24.68%	24.68%
	300	438000	652646	1994241	1681022	496962		496962	496962		1184060	70.44%	399906		1987514	6727	0.34%	202							24.92%	24.92%

Combinaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	664630	1994241	312803	277512	35291	306872	298125	29360	5931	1.90%	566509	20613	1967264	26977	1.35%	1762	1108	74	66	514	22	70.21%	15.39%	14.95%
	60	438000	644157	1994241	464827	375373	89454	433305	415144	57932	31522	6.78%	480519	39771	1977819	16422	0.82%	1160	727	41	53	339	42	68.65%	21.73%	20.82%
PV = 100 MWc	90	438000	629352	1994241	616852	429075	187777	523408	492774	94334	93444	15.15%	422158	63699	1982285	11956	0.60%	810	489	25	53	243	67	67.53%	26.25%	24.71%
Bassin = 1,2 Mm3	120	438000	624555	1994241	768876	450823	318053	576115	533669	125292	192761	25.07%	388213	82846	1984436	9805	0.49%	642	363	19	48	212	87	66.12%	28.89%	26.76%
Groupe P/T = 40 MW	150	438000	620506	1994241	920900	462947	457953	598476	552521	135528	322425	35.01%	374199	89574	1985226	9015	0.45%	593	330	10	40	213	94	66.09%	30.01%	27.71%
	180	438000	618091	1994241	1072925	472455	600470	614139	565766	141684	458785	42.76%	364428	93311	1986285	7956	0.40%	535	294	11	36	194	98	65.86%	30.80%	28.37%
	210	438000	615604	1994241	1224949	480115	744834	626363	576386	146248	598586	48.87%	356847	96271	1986837	7404	0.37%	494	274	4	36	180	101	65.83%	31.41%	28.90%
	240	438000	613059	1994241	1376974	486568	890405	634197	583664	147628	742777	53.94%	352545	97096	1987268	6973	0.35%	478	256	7	37	178	102	65.77%	31.80%	29.27%
	270	438000	612317	1994241	1528998	492122	1036876	642869	591207	150747	886129	57.95%	346052	99085	1987575	6666	0.33%	452	241	2	34	175	104	65.73%	32.24%	29.65%
	300	438000	610326	1994241	1681022	496962	1184060	649401	596973	152439	1031622	61.37%	342377	100011	1987676	6565	0.33%	446	231	7	34	174	105	65.61%	32.56%	29.93%

Combinaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	635234	1994241	473601	310374	163227	414470	381527	104095	59131	12.49%	515152	71153	1969913	24328	1.22%	1563	982	66	59	456	146	68.35%	20.78%	19.13%
	60	438000	611303	1994241	625601	397347	228255	532494	489991	135147	93108	14.88%	439787	92645	1979081	15160	0.76%	1066	654	39	61	312	190	68.55%	26.70%	24.57%
PV = 200 MWc	90	438000	592166	1994241	777626	445869	331757	617799	565095	171930	159827	20.55%	388230	119226	1983491	10750	0.54%	726	433	22	46	225	244	69.35%	30.98%	28.34%
Bassin = 0,6 Mm3	120	438000	572882	1994241	929650	465659	463991	682953	614913	217294	246697	26.54%	358906	149254	1984701	9540	0.48%	617	346	14	51	206	305	68.69%	34.25%	30.83%
Groupe P/T = 80 MW	150	438000	563031	1994241	1081674	476389	605285	730352	647744	253962	351323	32.48%	336861	171354	1985636	8605	0.43%	555	308	9	38	200	348	67.47%	36.62%	32.48%
	180	438000	557579	1994241	1233699	484819	748879	756825	665952	272005	476874	38.65%	324806	181132	1986337	7904	0.40%	509	274	9	40	186	367	66.59%	37.95%	33.39%
	210	438000	554381	1994241	1385723	491683	894040	772213	678135	280531	613510	44.27%	316761	186452	1987277	6964	0.35%	458	241	9	33	175	377	66.46%	38.72%	34.00%
	240	438000	552366	1994241	1537747	497484	1040264	782449	687073	284966	755298	49.12%	309980	189589	1987419	6822	0.34%	441	236	4	32	169	383	66.53%	39.24%	34.45%
	270	438000	548504	1994241	1689772	502506	1187266	792487	695371	289981	897284	53.10%	306020	192865	1987895	6346	0.32%	408	212	6	30	160	389	66.51%	39.74%	34.87%
	300	438000	546725	1994241	1841880	506863	1335017	802257	702986	295394	1039623	56.44%	300522	196123	1988232	6009	0.30%	398	202	7	31	158	396	66.39%	40.23%	35.25%
Sans STEP																										
	30	438000		1994241	473601	310374		310374	310374		163227	34.47%	548809		1968625	25616	1.28%	1628							15.56%	15.56%
	60	438000		1994241	625601	397347		397347	397347		228255	36.49%	482210		1978468	15773	0.79%	1118							19.92%	19.92%
	90	438000		1994241	777626	445869		445869	445869		331757	42.66%	440677		1982703	11538	0.58%	794							22.36%	22.36%
	120	438000		1994241	929650	465659		465659	465659		463991	49.91%	424147		1984298	9943	0.50%	648							23.35%	23.35%
	150	438000		1994241	1081674	476389		476389	476389		605285	55.96%	415690		1985263	8978	0.45%	586							23.89%	23.89%
	180	438000		1994241	1233699	484819		484819	484819		748879	60.70%	409013		1986006	8235	0.41%	534							24.31%	24.31%
	210	438000		1994241	1385723	491683		491683	491683		894040	64.52%	403523		1986599	7642	0.38%	498							24.66%	24.66%
	240	438000		1994241	1537747	497484		497484	497484		1040264	67.65%	398787		1987093	7148	0.36%	470							24.95%	24.95%
	270	438000		1994241	1689772	502506		502506	502506		1187266	70.26%	652361		1987504	6737	0.34%	443							25.20%	25.20%
	300	438000		1994241	1841880	506863		506863	506863		1335017	72.48%	391127		1987857	6384	0.32%	427							25.42%	25.42%

Combinaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	636053	1994241	473601	310374	163227	428991	391201	118617	44609	9.42%	504894	80827	1970148	24093	1.21%	1508	958	67	38	445	84	68.14%	21.51%	19.62%
	60	438000	610060	1994241	625601	397347	228255	541429	495769	144083	84172	13.45%	435566	98423	1979395	14846	0.74%	1024	627	29	43	325	102	68.31%	27.15%	24.86%
PV = 200 MWc	90	438000	591128	1994241	777626	445869	331757	628521	571387	182652	149105	19.17%	382560	125518	1983074	11167	0.56%	748	452	25	37	234	130	68.72%	31.52%	28.65%
Bassin =1,2 Mm3	120	438000	572938	1994241	929650	465659	463991	693882	622281	228223	235768	25.36%	351529	156622	1984748	9493	0.48%	585	343	12	32	198	162	68.63%	34.79%	31.20%
Groupe P/T = 80 MW	150	438000	561090	1994241	1081674	476389	605285	741611	655124	265221	340064	31.44%	332375	178734	1986589	7652	0.38%	487	270	10	30	177	184	67.39%	37.19%	32.85%
	180	438000	555648	1994241	1233699	484819	748879	764454	670968	279635	469245	38.04%	321885	186149	1986502	7739	0.39%	480	270	7	20	183	192	66.57%	38.33%	33.65%
	210	438000	551913	1994241	1385723	491683	894040	777913	682004	286231	607810	43.86%	315445	190322	1987362	6879	0.34%	442	240	9	21	172	196	66.49%	39.01%	34.20%
	240	438000	547169	1994241	1537747	497484	1040264	792716	693787	295232	745031	48.45%	309206	196303	1988162	6079	0.30%	395	207	7	20	161	202	66.49%	39.75%	34.79%
	270	438000	545737	1994241	1689772	502506	1187266	802579	702125	300073	887193	52.50%	302133	199619	1987995	6246	0.31%	399	214	7	21	157	205	66.52%	40.24%	35.21%
	300	438000	542969	1994241	1841880	506863	1335017	809169	707460	302306	1032711	56.07%	299781	200597	1988209	6032	0.30%	394	207	7	24	156	207	66.36%	40.58%	35.48%

A4.4. Grandeurs énergétiques et paramètres - Stratégie 1 Groupe P/T réversible – Influence de la puissance installée PV

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	619418	1994241	504204	392119	112085	477339	454754	85220	26865	5.33%	468598	62635	1980770	13471	0.68%	942	555	28	53	306	129	73.50%	23.94%	22.80%
	60	438000	612679	1994241	552576	411294	141283	515828	486796	104534	36749	6.65%	444082	75503	1981557	12684	0.64%	892	535	27	53	277	155	72.23%	25.87%	24.41%
Eolien : 90 MW	90	438000	607364	1994241	600828	425580	175247	548703	513369	123123	52124	8.68%	423303	87789	1982036	12205	0.61%	831	505	25	51	250	180	71.30%	27.51%	25.74%
Bassin 0,6 Mm3	120	438000	600024	1994241	649079	434456	214623	572961	531994	138505	76118	11.73%	412417	97538	1982435	11806	0.59%	804	486	25	51	242	200	70.42%	28.73%	26.68%
Groupe P/T : 80 MW	150	438000	595990	1994241	697210	440028	257182	594752	548339	154724	102459	14.70%	400798	108311	1983127	11114	0.56%	761	463	19	47	232	222	70.00%	29.82%	27.50%
	180	438000	593783	1994241	745642	443912	301730	608109	558131	164197	137533	18.44%	393087	114218	1983001	11240	0.56%	753	454	20	48	231	234	69.56%	30.49%	27.99%
	210	438000	589821	1994241	793834	446751	347082	622803	568423	176052	171031	21.54%	387106	121671	1983349	10892	0.55%	735	434	25	45	231	249	69.11%	31.23%	28.50%
	240	438000	590193	1994241	842145	449023	393123	632257	575254	183234	209889	24.92%	380235	126231	1983681	10560	0.53%	715	436	21	44	214	258	68.89%	31.70%	28.85%
	270	438000	589845	1994241	890457	450840	439617	643410	582450	192571	247047	27.74%	373787	131610	1984082	10159	0.51%	676	406	24	33	213	269	68.34%	32.26%	29.21%
	300	438000	588816	1994241	937987	452380	485606	651262	587928	198881	286725	30.57%	369408	135548	1984152	10089	0.51%	663	407	25	25	206	277	68.16%	32.66%	29.48%
Sans STEP																										
	30	438000	661619	1994241	504204	392119		392119	392119		112085	22.23%	488993		1980731	13510	0.68%	952							19.66%	19.66%
	60	438000	660720	1994241	552576	411294		411294	411294		141283	25.57%	471457		1981470	12771	0.64%	903							20.62%	20.62%
	90	438000	659891	1994241	600828	425580		425580	425580		175247	29.17%	458471		1981942	12299	0.62%	853							21.34%	21.34%
	120	438000	659194	1994241	649079	434456		434456	434456		214623	33.07%	450596		1982246	11995	0.60%	829							21.79%	21.79%
	150	438000	658736	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	445683		1982447	11794	0.59%	814							22.06%	22.06%
	180	438000	658400	1994241	745642	443912		443912	443912		301730	40.47%	442298		1982611	11630	0.58%	796							22.26%	22.26%
	210	438000	658076	1994241	793834	446751		446751	446751		347082	43.72%	439919		1982746	11495	0.58%	790							22.40%	22.40%
	240	438000	657857	1994241	842145	449023		449023	449023		393123	46.68%	437978		1982858	11383	0.57%	776							22.52%	22.52%
	270	438000	657664	1994241	890457	450840		450840	450840		439617	49.37%	436444		1982948	11293	0.57%	767							22.61%	22.61%
	300	438000	657522	1994241	937987	452380		452380	452380		485606	51.77%	435119		1983021	11220	0.56%	753							22.68%	22.68%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	620393	1994241	504204	392119	112085	478704	455573	86585	25500	5.06%	466851	63454	1980817	13424	0.67%	940	562	28	53	297	66	73.28%	24.00%	22.84%
	60	438000	613307	1994241	552576	411294	141283	520237	490225	108944	32339	5.85%	440129	78932	1981661	12580	0.63%	875	537	18	51	269	82	72.45%	26.09%	24.58%
Eolien : 90 MW	90	438000	606263	1994241	600828	425580	175247	552137	515338	126557	48691	8.10%	422449	89758	1982050	12191	0.61%	834	504	25	51	254	93	70.92%	27.69%	25.84%
Bassin 1,2 Mm3	120	438000	600518	1994241	649079	434456	214623	579864	536648	145407	69215	10.66%	407835	102191	1983000	11241	0.56%	761	465	19	31	246	106	70.28%	29.08%	26.91%
Groupe P/T : 80 MW	150	438000	597267	1994241	697210	440028	257182	600983	551916	160955	96227	13.80%	395820	111888	1983003	11238	0.56%	751	466	16	39	230	116	69.51%	30.14%	27.68%
	180	438000	594166	1994241	745642	443912	301730	617415	564359	173503	128227	17.20%	386421	120446	1982946	11295	0.57%	738	450	16	38	234	124	69.42%	30.96%	28.30%
	210	438000	589900	1994241	793834	446751	347082	634289	575145	187538	159544	20.10%	380342	128394	1983388	10853	0.54%	719	432	18	36	233	133	68.46%	31.81%	28.84%
	240	438000	588281	1994241	842145	449023	393123	642534	582107	193511	199611	23.70%	376079	133085	1984467	9774	0.49%	676	424	21	46	185	138	68.77%	32.22%	29.19%
	270	438000	586041	1994241	890457	450840	439617	653867	589781	203027	236590	26.57%	369904	138941	1983726	10515	0.53%	679	411	25	35	208	144	68.43%	32.79%	29.57%
	300	438000	584378	1994241	937987	452380	485606	660148	594263	207768	277838	29.62%	367371	141883	1984011	10230	0.51%	652	390	16	38	208	146	68.29%	33.10%	29.80%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	637551	1994241	504204	392119	112085	465186	441991	73067	39018	7.74%	463329	49872	1980870	13371	0.67%	936	560	22	51	303	104	68.25%	23.33%	22.16%
	60	438000	634551	1994241	552576	411294	141283	492944	466882	81651	59632	10.79%	442324	55589	1981757	12484	0.63%	862	528	15	49	270	116	68.08%	24.72%	23.41%
Eolien : 90 MW	90	438000	633974	1994241	600828	425580	175247	515958	486945	90378	84870	14.13%	423320	61365	1982239	12002	0.60%	810	495	19	44	252	128	67.90%	25.87%	24.42%
Bassin 0,6 Mm3	120	438000	630390	1994241	649079	434456	214623	534589	502192	100133	114490	17.64%	412066	67735	1982647	11594	0.58%	782	475	21	45	241	141	67.65%	26.81%	25.18%
Groupe P/T : 40 MW	150	438000	628882	1994241	697210	440028	257182	546001	511154	105973	151209	21.69%	405187	71126	1983223	11018	0.55%	745	451	19	37	238	148	67.12%	27.38%	25.63%
	180	438000	627518	1994241	745642	443912	301730	555717	518861	111804	189926	25.47%	398984	74949	1983363	10878	0.55%	726	446	21	31	228	156	67.04%	27.87%	26.02%
	210	438000	626970	1994241	793834	446751	347082	563000	524482	116249	230834	29.08%	394380	77731	1983832	10409	0.52%	713	430	21	34	228	162	66.87%	28.23%	26.30%
	240	438000	626037	1994241	842145	449023	393123	568112	528725	119089	274033	32.54%	390924	79702	1983686	10555	0.53%	707	428	25	37	217	166	66.93%	28.49%	26.51%
	270	438000	624933	1994241	890457	450840	439617	574349	533426	123509	316108	35.50%	387916	82586	1984275	9966	0.50%	664	407	16	35	206	171	66.87%	28.80%	26.75%
	300	438000	624825	1994241	937987	452380	485606	576784	535487	124404	361202	38.51%	386203	83107	1984516	9725	0.49%	661	394	25	37	205	172	66.80%	28.92%	26.85%
Sans STEP																										
	30	438000	661619	1994241	504204	392119		392119	392119		112085	22.23%	488993		1980731	13510	0.68%	952							19.66%	19.66%
	60	438000	660720	1994241	552576	411294		411294	411294		141283	25.57%	471457		1981470	12771	0.64%	903							20.62%	20.62%
	90	438000	659891	1994241	600828	425580		425580	425580		175247	29.17%	458471		1981942	12299	0.62%	853							21.34%	21.34%
	120	438000	659194	1994241	649079	434456		434456	434456		214623	33.07%	450596		1982246	11995	0.60%	829							21.79%	21.79%
	150	438000	658736	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	445683		1982447	11794	0.59%	814							22.06%	22.06%
	180	438000	658400	1994241	745642	443912		443912	443912		301730	40.47%	442298		1982611	11630	0.58%	796							22.26%	22.26%
	210	438000	658076	1994241	793834	446751		446751	446751		347082	43.72%	439919		1982746	11495	0.58%	790							22.40%	22.40%
	240	438000	657857	1994241	842145	449023		449023	449023		393123	46.68%	437978		1982858	11383	0.57%	776							22.52%	22.52%
	270	438000	657664	1994241	890457	450840		450840	450840		439617	49.37%	436444		1982948	11293	0.57%	767							22.61%	22.61%
	300	438000	657522	1994241	937987	452380		452380	452380		485606	51.77%	435119		1983021	11220	0.56%	753							22.68%	22.68%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	636708	1994241	504204	392119	112085	466593	443363	74474	37611	7.46%	462831	51244	1980903	13338	0.67%	926	541	28	51	306	54	68.81%	23.40%	22.23%
	60	438000	633857	1994241	552576	411294	141283	494595	467905	83302	57981	10.49%	442150	56611	1981912	12329	0.62%	862	525	21	49	267	59	67.96%	24.80%	23.46%
Eolien : 90 MW	90	438000	630875	1994241	600828	425580	175247	516948	487374	91368	83880	13.96%	426235	61794	1982484	11757	0.59%	812	492	25	53	242	65	67.63%	25.92%	24.44%
Bassin 1,2 Mm3	120	438000	629139	1994241	649079	434456	214623	535108	502008	100652	113971	17.56%	413340	67552	1982487	11754	0.59%	793	473	25	51	244	71	67.11%	26.83%	25.17%
Groupe P/T : 40 MW	150	438000	626305	1994241	697210	440028	257182	547310	512400	107282	149901	21.50%	406215	72371	1982920	11321	0.57%	776	457	25	51	243	76	67.46%	27.44%	25.69%
	180	438000	625265	1994241	745642	443912	301730	556719	519189	112807	188923	25.34%	400303	75276	1982757	11484	0.58%	763	459	25	49	230	79	66.73%	27.92%	26.03%
	210	438000	624368	1994241	793834	446751	347082	563506	524905	116754	230328	29.01%	395765	78153	1983037	11204	0.56%	751	450	25	44	232	82	66.94%	28.26%	26.32%
	240	438000	622287	1994241	842145	449023	393123	569175	529033	120153	272970	32.41%	394281	80010	1983601	10640	0.53%	709	414	25	46	224	84	66.59%	28.54%	26.53%
	270	438000	623324	1994241	890457	450840	439617	574567	533632	123727	315890	35.48%	388629	82792	1983585	10656	0.53%	688	410	19	46	213	87	66.92%	28.81%	26.76%
	300	438000	622775	1994241	937987	452380	485606	576904	535274	124524	361083	38.50%	387833	82893	1983881	10360	0.52%	690	418	16	50	206	87	66.57%	28.93%	26.84%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	670838	1994241	250950	248655	2295	250409	249890	1754	542	0.22%	610516	1235	1969244	24997	1.25%	1744	1088	66	64	526	3	70.42%	12.56%	12.53%
	60	438000	663460	1994241	299081	284738	14344	297365	294227	12628	1716	0.57%	574804	9489	1970490	23751	1.19%	1669	1052	61	64	492	20	75.15%	14.91%	14.75%
Eolien : 40 MW	90	438000	653924	1994241	347454	309001	38452	341012	332513	32011	6441	1.85%	546927	23512	1971363	22878	1.15%	1592	1002	61	64	465	49	73.45%	17.10%	16.67%
Bassin 0,6 Mm3	120	438000	643979	1994241	395645	323609	72036	379416	363845	55807	16229	4.10%	526306	40236	1972130	22111	1.11%	1522	964	59	61	438	83	72.10%	19.03%	18.24%
Groupe P/T : 80 MW	150	438000	634945	1994241	443836	333053	110783	414049	390018	80996	29787	6.71%	509778	56964	1972741	21500	1.08%	1449	911	51	60	427	117	70.33%	20.76%	19.56%
	180	438000	629403	1994241	492268	339746	152522	440686	408911	100940	51582	10.48%	497233	69165	1973547	20694	1.04%	1418	889	58	57	414	142	0.6852	22.10%	20.50%
	210	438000	625870	1994241	540580	344684	195897	461883	424245	117200	78697	14.56%	485560	79561	1973675	20566	1.03%	1380	871	49	54	406	163	67.89%	23.16%	21.27%
	240	438000	623939	1994241	588771	348569	240202	480463	437233	131894	108308	18.40%	475657	88664	1974829	19412	0.97%	1326	831	57	51	387	182	67.22%	24.09%	21.92%
	270	438000	622542	1994241	637083	351744	285339	495853	448376	144110	141230	22.17%	466096	96633	1975014	19227	0.96%	1297	847	42	32	376	198	67.05%	24.86%	22.48%
	300	438000	621621	1994241	684608	354319	330289	508232	457060	153913	176376	25.76%	458117	102742	1974799	19442	0.97%	1276	824	54	20	378	211	66.75%	25.48%	22.92%
Sans STEP																										
	30	438000	671567	1994241	250950	248655		248655	248655		2295	0.91%	610984		1969206	25035	1.26%	1748							12.47%	12.47%
	60	438000	669922	1994241	299081	284738		284738	284738		14344	4.80%	577792		1970452	23789	1.19%	1673							14.28%	14.28%
	90	438000	668628	1994241	347454	309001		309001	309001		38452	11.07%	555679		1971309	22932	1.15%	1598							15.49%	15.49%
	120	438000	667665	1994241	395645	323609		323609	323609		72036	18.21%	542586		1971861	22380	1.12%	1546							16.23%	16.23%
	150	438000	666868	1994241	443836	333053		333053	333053		110783	24.96%	534313		1972234	22007	1.10%	1505							16.70%	16.70%
	180	438000	666397	1994241	492268	339746		339746	339746		152522	30.98%	528376		1972519	21722	1.09%	1474							17.04%	17.04%
	210	438000	665890	1994241	540580	344684		344684	344684		195897	36.24%	524166		1972740	21501	1.08%	1453							17.28%	17.28%
	240	438000	665523	1994241	588771	348569		348569	348569		240202	40.80%	520830		1972922	21319	1.07%	1437							17.48%	17.48%
	270	438000	665246	1994241	637083	351744		351744	351744		285339	44.79%	518076		1973066	21175	1.06%	1420							17.64%	17.64%
	300	438000	665030	1994241	684608	354319		354319	354319		330289	48.24%	515835		1973184	21057	1.06%	1409							17.77%	17.77%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Turbine	E Totale	E Non Satis	% E Non Satis	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	438000	670766	1994241	250950	248655	2295	250407	250155	1752	543	0.22%	610323	1501	1969244	24997	1.25%	1744	1088	66	64	526	2	85.63%	12.56%	12.54%
	60	438000	663356	1994241	299081	284738	14344	297905	294949	13167	1176	0.39%	574185	10211	1970490	23751	1.19%	1669	1052	61	64	492	11	77.55%	14.94%	14.79%
Eolien : 40 MW	90	438000	654416	1994241	347454	309001	38452	343973	334584	34972	3481	1.00%	544581	25583	1971581	22660	1.14%	1578	1004	51	58	465	27	0.7315	17.25%	16.78%
Bassin 1,2 Mm3	120	438000	645937	1994241	395645	323609	72036	385535	368491	61926	10110	2.56%	519961	44881	1972388	21853	1.10%	1498	953	61	56	428	47	72.48%	19.33%	18.48%
Groupe P/T : 80 MW	150	438000	637839	1994241	443836	333053	110783	424237	397316	91184	19600	4.42%	499908	64263	1973064	21177	1.06%	1431	901	55	46	429	67	70.48%	21.27%	19.92%
	180	438000	631351	1994241	492268	339746	152522	452257	416684	112511	40011	8.13%	487831	76938	1973865	20376	1.02%	1380	882	45	46	407	80	68.38%	22.68%	20.89%
	210	438000	626909	1994241	540580	344684	195897	474043	432242	129359	66538	12.31%	476995	87559	1974146	20095	1.01%	1333	837	48	48	400	91	67.69%	23.77%	21.67%
	240	438000	620157	1994241	588771	348569	240202	492674	446058	144105	96098	16.32%	470415	97489	1974631	19610	0.98%	1286	807	48	46	385	101	67.65%	24.70%	22.37%
	270	438000	617950	1994241	637083	351744	285339	505769	454931	154025	131314	20.61%	463948	103187	1974828	19413	0.97%	1260	789	48	46	377	107	66.99%	25.36%	22.81%
	300	438000	616263	1994241	684608	354319	330289	520640	465306	166321	163967	23.95%	455647	110987	1975216	19025	0.95%	1233	768	48	47	370	115	66.73%	26.11%	23.33%

Annexe A4.5. Grandeurs énergétiques et paramètres - Stratégie 2 Groupe P/T réversible – Influence du volume de stockage.

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432576	427267	13515	143825	24.95%	708140	27168	8206	8206	1975279	30.20%	894	397	21	127	349	48	60.72%	21.69%	21.43%
	0.3	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	434616	428965	15555	141785	24.60%	708140	27168	9904	9904	1976977	36.45%	790	353	4	95	338	38	63.67%	21.79%	21.51%
Ppv=75 MWc	0.4	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	435958	430094	16897	140443	24.37%	708140	27168	11032	11032	1978105	40.61%	738	324	0	77	337	32	65.29%	21.86%	21.57%
Peol=90 MW	0.5	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	437106	431076	18045	139295	24.17%	708140	27168	12015	12015	1979088	44.22%	698	298	0	63	337	35	66.58%	21.92%	21.62%
4 x 20 MW	0.6	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	438064	431903	19003	138337	24.00%	708140	27168	12841	12841	1979914	47.27%	670	277	0	56	337	25	67.58%	21.97%	21.66%
	0.7	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	438898	432640	19837	137503	23.86%	708140	27168	13579	13579	1980652	49.98%	637	257	0	45	335	22	68.45%	22.01%	21.69%
	0.8	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	439682	433318	20621	136719	23.72%	708140	27168	14257	14257	1981330	52.48%	600	230	0	37	333	20	69.14%	22.05%	21.73%
	0.9	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440486	433993	21425	135915	23.58%	708140	27168	14932	14932	1982004	54.96%	562	209	0	26	327	19	69.69%	22.09%	21.76%
	1	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	441211	434613	22150	135190	23.45%	708140	27168	15552	15552	1982625	57.24%	529	188	0	19	322	18	70.21%	22.12%	21.79%
	1.1	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	441757	435112	22696	134644	23.36%	708140	27168	16051	16051	1983124	59.08%	505	172	0	13	320	17	70.72%	22.15%	21.82%
	1.2	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	442298	435609	23237	134103	23.27%	708140	27168	16548	16548	1983621	60.91%	483	158	0	10	315	16	71.22%	22.18%	21.84%
	1.3	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	442846	436106	23785	133555	23.17%	708140	27168	17045	17045	1984118	62.74%	465	146	0	8	311	15	71.66%	22.21%	21.87%
	1.4	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	443380	436598	24319	133021	23.08%	708140	27168	17536	17536	1984609	64.55%	440	127	0	5	308	14	72.11%	22.23%	21.89%
	1.5	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	443743	436943	24682	132658	23.01%	708140	27168	17882	17882	1984954	65.82%	424	113	0	3	308	14	72.45%	22.25%	21.91%
Sans STEP		425696	414175	1994241	576401	419061		419061	419061		157340	27.30%	708140	27168					1659							21.01%	21.01%

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432090	427347	13029	144311	25.04%	708140	27168	8286	8286	1975359	30.50%	899	392	23	136	348	47	63.60%	21.67%	21.43%
	0.3	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	434147	428956	15086	142254	24.68%	708140	27168	9895	9895	1976967	36.42%	807	355	6	110	336	37	65.59%	21.77%	21.51%
Ppv=75 MWc	0.4	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	435476	430031	16415	140925	24.45%	708140	27168	10970	10970	1978043	40.38%	763	332	4	91	336	31	66.83%	21.84%	21.56%
Peol=90 MW	0.5	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436614	430952	17553	139787	24.25%	708140	27168	11891	11891	1978964	43.77%	733	308	4	85	336	27	67.74%	21.89%	21.61%
4 x 15 MW	0.6	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	437566	431739	18505	138835	24.09%	708140	27168	12678	12678	1979751	46.67%	711	290	4	82	335	24	68.51%	21.94%	21.65%
	0.7	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	438432	432467	19371	137969	23.94%	708140	27168	13405	13405	1980478	49.34%	675	265	4	71	335	22	69.20%	21.98%	21.69%
	0.8	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	439276	433141	20215	137125	23.79%	708140	27168	14080	14080	1981153	51.83%	640	242	4	65	329	20	69.65%	22.03%	21.72%
	0.9	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440112	433808	21051	136289	23.64%	708140	27168	14747	14747	1981820	54.28%	613	224	4	57	328	18	70.05%	22.07%	21.75%
	1	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440806	434383	21745	135595	23.52%	708140	27168	15322	15322	1982395	56.40%	589	215	4	47	323	17	70.46%	22.10%	21.78%
	1.1	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	441358	434881	22297	135043	23.43%	708140	27168	15820	15820	1982892	58.23%	565	197	4	44	320	16	70.95%	22.13%	21.81%
	1.2	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	441925	435370	22864	134476	23.33%	708140	27168	16309	16309	1983382	60.03%	551	187	4	44	316	15	71.33%	22.16%	21.83%
	1.3	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	442479	435867	23418	133922	23.23%	708140	27168	16806	16806	1983879	61.86%	533	171	4	44	314	15	71.76%	22.19%	21.86%
	1.4	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	442835	436186	23774	133566	23.17%	708140	27168	17125	17125	1984198	63.03%	515	154	4	43	314	14	72.03%	22.21%	21.87%
	1.5	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	443181	436408	24120	133220	23.11%	708140	27168	17347	17347	1984420	63.85%	513	152	4	43	314	13	71.92%	22.22%	21.88%
Sans STEP		425696	414175	1994241	576401	419061		419061	419061		157340	27.30%	708140	27168					1659							21.01%	21.01%

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	457524	450911	17496	239686	34.38%	688916	25425	10883	10883	1979698	42.80%	635	295	13	40	287	63	62.20%	22.94%	22.61%
	0.3	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	459965	452680	19937	237246	34.03%	688916	25425	12652	12652	1981467	49.76%	535	241	0	20	274	48	63.46%	23.06%	22.70%
Ppv=150 MWc	0.4	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	461445	453696	21417	235765	33.82%	688916	25425	13668	13668	1982483	53.76%	499	210	0	16	273	39	63.82%	23.14%	22.75%
Peol=90 MW	0.5	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	462588	454501	22560	234622	33.65%	688916	25425	14473	14473	1983288	56.92%	475	191	0	11	273	33	64.15%	23.20%	22.79%
4 x 20 MW	0.6	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	463487	455212	23459	233723	33.52%	688916	25425	15184	15184	1984000	59.72%	453	174	0	7	272	29	64.73%	23.24%	22.83%
	0.7	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	464323	455893	24295	232887	33.40%	688916	25425	15865	15865	1984681	62.40%	429	157	0	4	268	26	65.30%	23.28%	22.86%
	0.8	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	464961	456419	24933	232249	33.31%	688916	25425	16391	16391	1985207	64.47%	394	132	0	3	259	23	65.74%	23.32%	22.89%
	0.9	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465476	456867	25448	231734	33.24%	688916	25425	16839	16839	1985655	66.23%	373	116	0	3	254	21	66.17%	23.34%	22.91%
	1	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465907	457252	25879	231303	33.18%	688916	25425	17224	17224	1986039	67.74%	355	103	0	3	249	20	66.55%	23.36%	22.93%
	1.1	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	466391	457572	26363	230819	33.11%	688916	25425	17544	17544	1986360	69.00%	341	94	0	3	244	18	66.55%	23.39%	22.94%
	1.2	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	466783	457812	26755	230427	33.05%	688916	25425	17784	17784	1986599	69.94%	323	80	0	3	240	17	66.47%	23.41%	22.96%
	1.3	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	467038	457945	27010	230172	33.01%	688916	25425	17917	17917	1986733	70.47%	319	78	0	3	238	16	66.33%	23.42%	22.96%
	1.4	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	467277	458078	27249	229934	32.98%	688916	25425	18050	18050	1986866	70.99%	319	78	0	3	238	15	66.24%	23.43%	22.97%
	1.5	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	467496	458211	27468	229715	32.95%	688916	25425	18183	18183	1986999	71.52%	319	78	0	3	238	14	66.20%	23.44%	22.98%
Sans STEP		425696	414175	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	688916						1540							22.06%	22.06%

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456911	450942	16883	240300	34.47%	688916	25425	10914	10914	1979730	42.93%	669	304	16	64	285	62	64.65%	22.91%	22.61%
	0.3	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	459214	452547	19185	237997	34.14%	688916	25425	12519	12519	1981334	49.24%	584	255	4	50	275	47	65.25%	23.03%	22.69%
Ppv=150 MWc	0.4	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	460503	453426	20475	236707	33.95%	688916	25425	13398	13398	1982213	52.69%	557	232	4	46	275	38	65.43%	23.09%	22.74%
Peol=90 MW	0.5	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	461508	454177	21480	235702	33.81%	688916	25425	14149	14149	1982964	55.65%	538	213	4	46	275	32	65.87%	23.14%	22.77%
4 x 15 MW	0.6	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	462375	454847	22347	234836	33.68%	688916	25425	14819	14819	1983634	58.28%	519	196	4	44	275	28	66.31%	23.19%	22.81%
	0.7	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	463111	455428	23083	234100	33.58%	688916	25425	15400	15400	1984216	60.57%	493	177	4	43	269	25	66.72%	23.22%	22.84%
	0.8	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	463674	455909	23646	233537	33.50%	688916	25425	15881	15881	1984697	62.46%	468	160	4	43	261	22	67.16%	23.25%	22.86%
	0.9	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	464125	456291	24097	233085	33.43%	688916	25425	16263	16263	1985079	63.96%	449	145	4	43	257	20	67.49%	23.27%	22.88%
	1	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	464613	456610	24585	232597	33.36%	688916	25425	16582	16582	1985398	65.22%	438	140	4	43	251	19	67.45%	23.30%	22.90%
	1.1	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465037	456879	25009	232174	33.30%	688916	25425	16851	16851	1985667	66.28%	422	128	4	43	247	17	67.38%	23.32%	22.91%
	1.2	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465393	457099	25365	231817	33.25%	688916	25425	17071	17071	1985887	67.14%	420	126	4	43	247	16	67.30%	23.34%	22.92%
	1.3	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465662	457248	25634	231548	33.21%	688916	25425	17220	17220	1986036	67.73%	414	120	4	43	247	15	67.17%	23.35%	22.93%
	1.4	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465900	457380	25872	231311	33.18%	688916	25425	17352	17352	1986168	68.25%	413	119	4	43	247	14	67.07%	23.36%	22.94%
	1.5	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	466127	457512	26099	231084	33.14%	688916	25425	17484	17484	1986300	68.77%	408	114	4	43	247	13	66.99%	23.37%	22.94%
Sans STEP		425696	414175	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	688916						1540							22.06%	22.06%

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	470411	462334	20747	387678	45.18%	680271	24435	12671	12671	1982477	51.86%	523	237	9	39	238	72	61.07%	23.59%	23.18%
	0.3	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	473493	464465	23830	384596	44.82%	680271	24435	14802	14802	1984608	60.58%	418	179	0	13	226	56	62.12%	23.74%	23.29%
Ppv=250 MWc	0.4	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	475367	465745	25703	382722	44.60%	680271	24435	16081	16081	1985887	65.81%	372	145	0	4	223	46	62.57%	23.84%	23.35%
Peol=90 MW	0.5	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	476600	466575	26937	381489	44.46%	680271	24435	16912	16912	1986718	69.21%	333	111	0	3	219	38	62.78%	23.90%	23.40%
4 x 20 MW	0.6	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	477413	467110	27750	380676	44.36%	680271	24435	17446	17446	1987252	71.40%	315	95	0	3	217	33	62.87%	23.94%	23.42%
	0.7	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	477990	467504	28326	380099	44.30%	680271	24435	17840	17840	1987646	73.01%	297	85	0	3	209	29	62.98%	23.97%	23.44%
	0.8	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	478487	467816	28824	379602	44.24%	680271	24435	18152	18152	1987958	74.29%	280	74	0	3	203	26	62.98%	23.99%	23.46%
	0.9	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	478987	468126	29324	379102	44.18%	680271	24435	18463	18463	1988269	75.56%	258	65	0	3	190	23	62.96%	24.02%	23.47%
	1	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	479322	468350	29659	378767	44.14%	680271	24435	18687	18687	1988493	76.48%	249	64	0	3	182	21	63.01%	24.04%	23.49%
	1.1	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	479566	468488	29902	378523	44.11%	680271	24435	18825	18825	1988631	77.04%	245	63	0	3	179	19	62.96%	24.05%	23.49%
	1.2	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	479788	468619	30125	378300	44.09%	680271	24435	18956	18956	1988762	77.58%	240	58	0	3	179	18	62.92%	24.06%	23.50%
	1.3	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	480010	468755	30347	378079	44.06%	680271	24435	19091	19091	1988897	78.13%	238	56	0	3	179	17	62.91%	24.07%	23.51%
	1.4	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	480245	468885	30582	377844	44.03%	680271	24435	19222	19222	1989028	78.67%	234	52	0	3	179	16	62.85%	24.08%	23.51%
	1.5	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	480481	469018	30818	377608	44.01%	680271	24435	19354	19354	1989161	79.21%	233	52	0	3	178	15	62.80%	24.09%	23.52%
Sans STEP		425696	414175	1994241	858089	449663					408426	47.60%	680271	24435					1458								

Combinaison	Bassin *Mm3*	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	0.2	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	469522	462158	19858	388567	45.28%	680271	24435	12495	12495	1982301	51.13%	575	257	12	63	243	70	62.92%	23.54%	23.17%
	0.3	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	472313	464051	22650	385776	44.96%	680271	24435	14388	14388	1984194	58.88%	490	204	4	50	232	54	63.52%	23.68%	23.27%
Ppv=250 MWc	0.4	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	473821	465046	24158	384268	44.78%	680271	24435	15383	15383	1985189	62.95%	457	178	4	43	232	43	63.68%	23.76%	23.32%
Peol=90 MW	0.5	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	474800	465686	25136	383289	44.67%	680271	24435	16023	16023	1985829	65.57%	432	153	4	43	232	36	63.74%	23.81%	23.35%
4 x 15 MW	0.6	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	475522	466170	25859	382566	44.58%	680271	24435	16507	16507	1986313	67.56%	410	137	4	43	226	31	63.83%	23.84%	23.38%
	0.7	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	476107	466562	26443	381982	44.52%	680271	24435	16899	16899	1986705	69.16%	394	125	4	43	222	27	63.91%	23.87%	23.40%
	0.8	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	476628	466875	26965	381461	44.45%	680271	24435	17212	17212	1987018	70.44%	374	116	4	43	211	24	63.83%	23.90%	23.41%
	0.9	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	477087	467168	27423	381002	44.40%	680271	24435	17505	17505	1987311	71.64%	363	111	4	43	205	22	63.83%	23.92%	23.43%
	1	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	477362	467326	27698	380727	44.37%	680271	24435	17662	17662	1987468	72.28%	359	109	4	43	203	20	63.77%	23.94%	23.43%
	1.1	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	477577	467459	27914	380511	44.34%	680271	24435	17796	17796	1987602	72.83%	355	105	4	43	203	18	63.75%	23.95%	23.44%
	1.2	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	477818	467593	28155	380271	44.32%	680271	24435	17929	17929	1987735	73.38%	352	102	4	43	203	17	63.68%	23.96%	23.45%
	1.3	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	478076	467726	28413	380013	44.29%	680271	24435	18062	18062	1987868	73.92%	349	99	4	43	203	16	63.57%	23.97%	23.45%
	1.4	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	478318	467857	28655	379770	44.26%	680271	24435	18194	18194	1988000	74.46%	349	99	4	43	203	15	63.49%	23.98%	23.46%
	1.5	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	478568	467992	28904	379521	44.23%	680271	24435	18329	18329	1988135	75.01%	343	99	4	43	197	14	63.41%	24.00%	23.47%
Sans STEP		425696	414175	1994241	858089	449663		449663	449663		408426	47.60%	680271	24435					1458							22.55%	22.55%

Annexe A4.6. Grandeurs énergétiques et paramètres - Stratégie 2 Groupe P/T réversible – Influence de la puissance Pompe-Turbine

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	429460	425846	10399	146941	25.49%	708140	27168	6785	6785	1973858	24.97%	1179	482	38	258	401	38	65.25%	21.54%	21.35%
	24	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	430088	426288	11027	146313	25.38%	708140	27168	7227	7227	1974300	26.60%	1120	467	34	233	386	41	65.54%	21.57%	21.38%
Ppv=75 MWc	28	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	430507	426629	11446	145894	25.31%	708140	27168	7568	7568	1974640	27.85%	1055	440	33	208	374	42	66.11%	21.59%	21.39%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	430845	426885	11784	145556	25.25%	708140	27168	7824	7824	1974897	28.80%	1013	427	31	195	360	44	66.39%	21.60%	21.41%
Bassin : 0,2 Mm3	36	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	431109	427055	12048	145292	25.21%	708140	27168	7994	7994	1975067	29.42%	987	417	32	182	356	45	66.35%	21.62%	21.41%
	40	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	431297	427150	12236	145104	25.17%	708140	27168	8089	8089	1975162	29.77%	957	405	30	165	357	45	66.11%	21.63%	21.42%
	44	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	431487	427228	12426	144914	25.14%	708140	27168	8167	8167	1975240	30.06%	943	401	29	160	353	46	65.72%	21.64%	21.42%
	48	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	431664	427277	12603	144737	25.11%	708140	27168	8216	8216	1975289	30.24%	929	399	27	150	353	46	65.19%	21.65%	21.43%
	52	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	431831	427315	12770	144570	25.08%	708140	27168	8254	8254	1975327	30.38%	916	396	25	145	350	47	64.64%	21.65%	21.43%
	56	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	431966	427345	12905	144435	25.06%	708140	27168	8284	8284	1975357	30.49%	905	394	23	139	349	47	64.19%	21.66%	21.43%
	60	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432090	427347	13029	144311	25.04%	708140	27168	8286	8286	1975359	30.50%	899	392	23	136	348	47	63.60%	21.67%	21.43%
	64	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432197	427342	13136	144204	25.02%	708140	27168	8281	8281	1975354	30.48%	896	394	23	131	348	47	63.04%	21.67%	21.43%
	68	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432285	427331	13224	144116	25.00%	708140	27168	8270	8270	1975343	30.44%	888	390	23	127	348	47	62.54%	21.68%	21.43%
	72	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432395	427317	13334	144006	24.98%	708140	27168	8256	8256	1975329	30.39%	892	393	23	128	348	48	61.92%	21.68%	21.43%
	76	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432468	427282	13407	143933	24.97%	708140	27168	8221	8221	1975294	30.26%	890	394	21	128	347	48	61.32%	21.69%	21.43%
	80	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432576	427267	13515	143825	24.95%	708140	27168	8206	8206	1975279	30.20%	894	397	21	127	349	48	60.72%	21.69%	21.43%
sans STEP		425696	414175	1994241	576401	419061		419061	419061		157340	27.30%	708140	27168					1659							21.01%	21.01%

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	432995	428384	13934	143406	24.88%	708140	27168	9323	9323	1976396	34.32%	1101	440	33	230	398	21	66.91%	21.71%	21.48%
	24	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	433940	429087	14879	142461	24.72%	708140	27168	10026	10026	1977099	36.90%	1024	416	27	201	380	23	67.38%	21.76%	21.52%
Ppv=75 MWc	28	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	434478	429543	15417	141923	24.62%	708140	27168	10482	10482	1977555	38.58%	958	388	25	177	368	24	67.99%	21.79%	21.54%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	434945	429907	15884	141456	24.54%	708140	27168	10846	10846	1977919	39.92%	913	372	22	165	354	24	68.28%	21.81%	21.56%
Bassin: 0,5 Mm3	36	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	435326	430191	16265	141075	24.48%	708140	27168	11130	11130	1978203	40.97%	876	358	19	145	354	25	68.43%	21.83%	21.57%
	40	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	435617	430406	16556	140784	24.42%	708140	27168	11345	11345	1978418	41.76%	833	337	16	130	350	25	68.53%	21.84%	21.58%
	44	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	435894	430579	16833	140507	24.38%	708140	27168	11518	11518	1978590	42.39%	807	330	13	120	344	26	68.42%	21.86%	21.59%
	48	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436124	430705	17063	140277	24.34%	708140	27168	11644	11644	1978717	42.86%	784	324	10	108	342	26	68.24%	21.87%	21.60%
	52	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436313	430813	17252	140088	24.30%	708140	27168	11752	11752	1978825	43.26%	768	317	8	103	340	26	68.12%	21.88%	21.60%
	56	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436475	430890	17414	139926	24.28%	708140	27168	11829	11829	1978901	43.54%	753	317	5	93	338	27	67.93%	21.89%	21.61%
	60	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436614	430952	17553	139787	24.25%	708140	27168	11891	11891	1978964	43.77%	733	308	4	85	336	27	67.74%	21.89%	21.61%
	64	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436738	431007	17677	139663	24.23%	708140	27168	11946	11946	1979018	43.97%	723	308	3	75	337	27	67.58%	21.90%	21.61%
	68	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436837	431048	17776	139564	24.21%	708140	27168	11987	11987	1979060	44.12%	714	304	3	70	337	27	67.44%	21.90%	21.61%
	72	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436935	431072	17874	139466	24.20%	708140	27168	12011	12011	1979083	44.21%	705	299	2	67	337	27	67.19%	21.91%	21.62%
	76	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	437016	431081	17955	139385	24.18%	708140	27168	12020	12020	1979092	44.24%	700	298	0	66	336	28	66.94%	21.91%	21.62%
	80	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	437106	431076	18045	139295	24.17%	708140	27168	12015	12015	1979088	44.22%	698	298	0	63	337	28	66.58%	21.92%	21.62%
sans STEP		425696	414175	1994241	576401	419061		419061	419061		157340	27.30%	708140	27168					1659							21.01%	21.01%

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	435069	429727	16008	141332	24.52%	708140	27168	10666	10666	1977739	39.26%	1053	404	33	228	388	12	66.63%	21.82%	21.55%
	24	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	436510	430908	17449	139891	24.27%	708140	27168	11847	11847	1978920	43.61%	968	374	27	195	372	13	67.90%	21.89%	21.61%
Ppv=75 MWc	28	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	437502	431814	18441	138899	24.10%	708140	27168	12753	12753	1979826	46.94%	888	330	25	167	366	14	69.16%	21.94%	21.65%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	438343	432565	19282	138058	23.95%	708140	27168	13504	13504	1980577	49.71%	824	302	22	146	354	15	70.03%	21.98%	21.69%
Bassin: 1 Mm3	36	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	439005	433101	19944	137396	23.84%	708140	27168	14040	14040	1981113	51.68%	773	285	19	122	347	16	70.40%	22.01%	21.72%
	40	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	439525	433501	20464	136876	23.75%	708140	27168	14440	14440	1981513	53.15%	718	258	16	103	341	16	70.56%	22.04%	21.74%
	44	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	439906	433772	20845	136495	23.68%	708140	27168	14711	14711	1981783	54.15%	680	246	13	89	332	17	70.57%	22.06%	21.75%
	48	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440226	433976	21165	136175	23.63%	708140	27168	14915	14915	1981988	54.90%	658	238	10	76	334	17	70.47%	22.07%	21.76%
	52	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440468	434147	21407	135933	23.58%	708140	27168	15086	15086	1982158	55.53%	637	235	8	66	328	17	70.47%	22.09%	21.77%
	56	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440665	434281	21604	135736	23.55%	708140	27168	15220	15220	1982293	56.02%	609	225	5	52	327	17	70.45%	22.10%	21.78%
	60	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440806	434383	21745	135595	23.52%	708140	27168	15322	15322	1982395	56.40%	589	215	4	47	323	17	70.46%	22.10%	21.78%
	64	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440917	434465	21856	135484	23.51%	708140	27168	15404	15404	1982477	56.70%	577	211	3	41	322	17	70.48%	22.11%	21.79%
	68	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	440994	434528	21933	135407	23.49%	708140	27168	15467	15467	1982540	56.93%	564	204	3	34	323	17	70.52%	22.11%	21.79%
	72	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	441079	434572	22018	135322	23.48%	708140	27168	15511	15511	1982584	57.09%	551	198	2	29	322	18	70.45%	22.12%	21.79%
	76	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	441129	434600	22068	135272	23.47%	708140	27168	15539	15539	1982612	57.20%	540	195	0	23	322	18	70.42%	22.12%	21.79%
	80	425696	414175	1994241	576401	419061	157340	441211	434613	22150	135190	23.45%	708140	27168	15552	15552	1982625	57.24%	529	188	0	19	322	18	70.21%	22.12%	21.79%
sans STEP		425696	414175	1994241	576401	419061		419061	419061		157340	27.30%	708140	27168					1659							21.01%	21.01%

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	452611	448126	12583	244600	35.08%	688916	25425	8098	8098	1976913	31.85%	1025	419	30	227	349	46	64.35%	22.70%	22.47%
	24	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	453698	448884	13670	243512	34.93%	688916	25425	8856	8856	1977672	34.83%	953	400	25	193	335	50	64.78%	22.75%	22.51%
Ppv=150 MWc	28	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	454491	449483	14463	242719	34.81%	688916	25425	9455	9455	1978271	37.19%	883	365	23	169	326	53	65.37%	22.79%	22.54%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	455181	449980	15153	242030	34.71%	688916	25425	9952	9952	1978767	39.14%	836	355	22	149	310	56	65.67%	22.82%	22.56%
Bassin : 0,2 Mm3	36	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	455726	450343	15698	241484	34.64%	688916	25425	10315	10315	1979131	40.57%	791	344	22	124	301	58	65.71%	22.85%	22.58%
	40	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456087	450599	16059	241124	34.58%	688916	25425	10571	10571	1979387	41.58%	751	332	20	105	294	59	65.83%	22.87%	22.60%
	44	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456383	450767	16355	240828	34.54%	688916	25425	10739	10739	1979555	42.24%	733	324	20	96	293	60	65.67%	22.89%	22.60%
	48	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456550	450851	16522	240661	34.52%	688916	25425	10823	10823	1979639	42.57%	718	319	20	87	292	61	65.51%	22.89%	22.61%
	52	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456681	450894	16653	240529	34.50%	688916	25425	10866	10866	1979682	42.74%	701	315	18	79	289	61	65.25%	22.90%	22.61%
	56	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456773	450925	16745	240437	34.49%	688916	25425	10897	10897	1979712	42.86%	681	309	16	69	287	61	65.08%	22.90%	22.61%
	60	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456911	450942	16883	240300	34.47%	688916	25425	10914	10914	1979730	42.93%	669	304	16	64	285	62	64.65%	22.91%	22.61%
	64	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456994	450946	16966	240216	34.45%	688916	25425	10918	10918	1979733	42.94%	659	304	15	54	286	62	64.35%	22.92%	22.61%
	68	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	457111	450940	17083	240100	34.44%	688916	25425	10912	10912	1979728	42.92%	648	298	15	48	287	62	63.88%	22.92%	22.61%
	72	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	457233	450926	17205	239977	34.42%	688916	25425	10898	10898	1979713	42.86%	642	296	15	44	287	62	63.34%	22.93%	22.61%
	76	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	457364	450912	17336	239846	34.40%	688916	25425	10883	10883	1979699	42.81%	637	294	13	43	287	62	62.78%	22.93%	22.61%
	80	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	457524	450911	17496	239686	34.38%	688916	25425	10883	10883	1979698	42.80%	635	295	13	40	287	63	62.20%	22.94%	22.61%
sans STEP		425696	414175	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	688916	25425					1540							22.06%	22.06%

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	454810	449669	14782	242401	34.77%	688916	25425	9641	9641	1978456	37.92%	982	383	30	227	342	22	65.22%	22.81%	22.55%
	24	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456127	450657	16099	241083	34.58%	688916	25425	10629	10629	1979444	41.80%	903	359	25	192	327	24	66.02%	22.87%	22.60%
Ppv=150 MWc	28	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	457141	451409	17113	240069	34.43%	688916	25425	11380	11380	1980196	44.76%	833	324	23	166	320	26	66.50%	22.92%	22.64%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	458030	452045	18002	239180	34.31%	688916	25425	12017	12017	1980833	47.26%	772	301	22	145	304	27	66.75%	22.97%	22.67%
Bassin : 0,5 Mm3	36	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	458813	452565	18785	238397	34.19%	688916	25425	12537	12537	1981353	49.31%	726	290	19	120	297	28	66.74%	23.01%	22.69%
	40	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	459427	452971	19399	237784	34.11%	688916	25425	12943	12943	1981759	50.91%	668	264	16	100	288	29	66.72%	23.04%	22.71%
	44	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	459989	453321	19961	237221	34.02%	688916	25425	13293	13293	1982109	52.28%	638	249	13	88	288	30	66.60%	23.07%	22.73%
	48	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	460487	453619	20459	236723	33.95%	688916	25425	13591	13591	1982407	53.45%	610	240	10	75	285	31	66.43%	23.09%	22.75%
	52	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	460884	453839	20856	236327	33.90%	688916	25425	13811	13811	1982627	54.32%	590	235	8	66	281	31	66.22%	23.11%	22.76%
	56	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	461209	454029	21181	236001	33.85%	688916	25425	14001	14001	1982816	55.07%	558	224	5	52	277	31	66.10%	23.13%	22.77%
	60	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	461508	454177	21480	235702	33.81%	688916	25425	14149	14149	1982964	55.65%	538	213	4	46	275	32	65.87%	23.14%	22.77%
	64	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	461769	454284	21741	235441	33.77%	688916	25425	14256	14256	1983072	56.07%	526	212	3	36	275	32	65.57%	23.16%	22.78%
	68	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	461978	454359	21949	235233	33.74%	688916	25425	14331	14331	1983147	56.37%	511	204	3	28	276	32	65.29%	23.17%	22.78%
	72	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	462210	454422	22182	235000	33.71%	688916	25425	14393	14393	1983209	56.61%	498	198	2	22	276	33	64.89%	23.18%	22.79%
	76	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	462413	454474	22385	234797	33.68%	688916	25425	14446	14446	1983261	56.82%	486	196	0	16	274	33	64.53%	23.19%	22.79%
	80	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	462588	454501	22560	234622	33.65%	688916	25425	14473	14473	1983288	56.92%	475	191	0	11	273	33	64.15%	23.20%	22.79%
sans STEP		425696	414175	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	688916	25425					1540							22.06%	22.06%

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456398	450526	16370	240812	34.54%	688916	25425	10498	10498	1979314	41.29%	958	369	30	227	332	12	64.13%	22.89%	22.59%
	24	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	457986	451722	17958	239224	34.31%	688916	25425	11694	11694	1980510	45.99%	863	332	25	192	314	13	65.12%	22.97%	22.65%
Ppv=150 MWc	28	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	459227	452722	19199	237983	34.13%	688916	25425	12694	12694	1981510	49.93%	781	287	23	166	305	14	66.12%	23.03%	22.70%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	460334	453575	20306	236876	33.97%	688916	25425	13547	13547	1982362	53.28%	729	259	22	145	303	15	66.71%	23.08%	22.74%
Bassin : 1 Mm3	36	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	461270	454258	21242	235940	33.84%	688916	25425	14230	14230	1983046	55.97%	670	242	19	120	289	16	66.99%	23.13%	22.78%
	40	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	462028	454830	22000	235183	33.73%	688916	25425	14802	14802	1983618	58.22%	599	208	16	100	275	17	67.28%	23.17%	22.81%
	44	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	462701	455306	22673	234509	33.64%	688916	25425	15278	15278	1984093	60.09%	555	187	13	88	267	17	67.38%	23.20%	22.83%
	48	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	463292	455717	23264	233918	33.55%	688916	25425	15689	15689	1984505	61.71%	522	175	10	75	262	18	67.44%	23.23%	22.85%
	52	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	463823	456072	23795	233387	33.47%	688916	25425	16044	16044	1984860	63.10%	496	165	8	65	258	18	67.42%	23.26%	22.87%
	56	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	464253	456367	24225	232957	33.41%	688916	25425	16339	16339	1985154	64.26%	461	151	5	51	254	18	67.44%	23.28%	22.88%
	60	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	464613	456610	24585	232597	33.36%	688916	25425	16582	16582	1985398	65.22%	438	140	4	43	251	19	67.45%	23.30%	22.90%
	64	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	464928	456811	24900	232283	33.32%	688916	25425	16783	16783	1985599	66.01%	422	134	3	33	252	19	67.40%	23.31%	22.91%
	68	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465212	456973	25184	231998	33.28%	688916	25425	16945	16945	1985760	66.64%	402	122	3	25	252	19	67.28%	23.33%	22.91%
	72	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465494	457094	25466	231716	33.23%	688916	25425	17066	17066	1985881	67.12%	384	113	2	17	252	19	67.01%	23.34%	22.92%
	76	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465717	457189	25689	231494	33.20%	688916	25425	17161	17161	1985977	67.50%	368	110	0	9	249	19	66.81%	23.35%	22.93%
	80	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	465907	457252	25879	231303	33.18%	688916	25425	17224	17224	1986039	67.74%	355	103	0	3	249	20	66.55%	23.36%	22.93%
sans STEP		425696	414175	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	688916	25425					1540							22.06%	22.06%

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	463242	458314	13579	394847	46.01%	680271	24435	8651	8651	1978457	35.40%	957	389	28	223	317	49	63.71%	23.23%	22.98%
	24	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	464665	459258	15001	393424	45.85%	680271	24435	9595	9595	1979401	39.27%	876	362	25	190	299	54	63.96%	23.30%	23.03%
Ppv=250 MWc	28	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	465813	460065	16150	392275	45.72%	680271	24435	10402	10402	1980208	42.57%	796	326	23	163	284	58	64.41%	23.36%	23.07%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	466833	460733	17170	391256	45.60%	680271	24435	11070	11070	1980876	45.30%	753	320	22	141	270	62	64.47%	23.41%	23.10%
Bassin : 0,2 Mm3	36	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	467600	461214	17937	390489	45.51%	680271	24435	11550	11550	1981357	47.27%	712	309	22	122	259	65	64.39%	23.45%	23.13%
	40	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	468078	461507	18415	390011	45.45%	680271	24435	11844	11844	1981650	48.47%	672	295	20	105	252	66	64.32%	23.47%	23.14%
	44	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	468481	461717	18817	389608	45.40%	680271	24435	12054	12054	1981860	49.33%	652	286	18	96	252	68	64.06%	23.49%	23.15%
	48	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	468806	461871	19142	389283	45.37%	680271	24435	12208	12208	1982014	49.96%	637	281	16	87	253	69	63.77%	23.51%	23.16%
	52	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	469073	461985	19410	389016	45.34%	680271	24435	12322	12322	1982128	50.43%	619	276	14	79	250	69	63.48%	23.52%	23.17%
	56	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	469303	462076	19639	388786	45.31%	680271	24435	12413	12413	1982219	50.80%	592	264	12	69	247	70	63.20%	23.53%	23.17%
	60	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	469522	462158	19858	388567	45.28%	680271	24435	12495	12495	1982301	51.13%	575	257	12	63	243	70	62.92%	23.54%	23.17%
	64	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	469723	462217	20060	388365	45.26%	680271	24435	12554	12554	1982360	51.38%	563	256	11	53	243	71	62.58%	23.55%	23.18%
	68	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	469887	462252	20224	388202	45.24%	680271	24435	12589	12589	1982395	51.52%	546	247	11	47	241	71	62.25%	23.56%	23.18%
	72	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	470088	462285	20425	388001	45.22%	680271	24435	12621	12621	1982427	51.65%	533	240	11	42	240	72	61.79%	23.57%	23.18%
	76	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	470246	462310	20583	387843	45.20%	680271	24435	12647	12647	1982453	51.76%	528	238	9	42	239	72	61.44%	23.58%	23.18%
	80	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	470411	462334	20747	387678	45.18%	680271	24435	12671	12671	1982477	51.86%	523	237	9	39	238	72	61.07%	23.59%	23.18%
sans STEP		425696	414175	1994241	858089	449663		449663	449663		387678	45.18%	680271	24435					1458							22.55%	22.55%

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	465367	459644	15704	392721	45.77%	680271	24435	9981	9981	1979787	40.85%	918	355	28	223	312	23	63.55%	23.34%	23.05%
	24	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	466992	460775	17328	391097	45.58%	680271	24435	11112	11112	1980918	45.47%	830	324	25	190	291	25	64.12%	23.42%	23.11%
Ppv=250 MWc	28	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	468305	461718	18642	389784	45.42%	680271	24435	12055	12055	1981861	49.33%	742	282	23	163	274	27	64.66%	23.48%	23.15%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	469487	462505	19824	388602	45.29%	680271	24435	12841	12841	1982647	52.55%	691	268	22	141	260	29	64.78%	23.54%	23.19%
Bassin : 0,5 Mm3	36	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	470537	463177	20874	387552	45.16%	680271	24435	13513	13513	1983320	55.30%	637	249	19	118	251	30	64.74%	23.59%	23.23%
	40	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	471430	463752	21767	386659	45.06%	680271	24435	14089	14089	1983895	57.66%	578	217	16	100	245	32	64.73%	23.64%	23.25%
	44	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	472285	464241	22622	385804	44.96%	680271	24435	14577	14577	1984383	59.66%	543	201	13	88	241	33	64.44%	23.68%	23.28%
	48	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	473023	464661	23359	385066	44.87%	680271	24435	14998	14998	1984804	61.38%	515	190	10	75	240	34	64.21%	23.72%	23.30%
	52	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	473698	465039	24034	384391	44.80%	680271	24435	15376	15376	1985182	62.93%	494	182	8	65	239	35	63.97%	23.75%	23.32%
	56	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	474282	465388	24618	383807	44.73%	680271	24435	15724	15724	1985530	64.35%	459	166	5	51	237	35	63.87%	23.78%	23.34%
	60	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	474800	465686	25136	383289	44.67%	680271	24435	16023	16023	1985829	65.57%	432	153	4	43	232	36	63.74%	23.81%	23.35%
	64	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	475268	465925	25605	382821	44.61%	680271	24435	16261	16261	1986067	66.55%	418	150	3	33	232	37	63.51%	23.83%	23.36%
	68	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	475654	466134	25991	382435	44.57%	680271	24435	16470	16470	1986277	67.41%	392	136	3	25	228	37	63.37%	23.85%	23.37%
	72	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	476055	466329	26392	382033	44.52%	680271	24435	16666	16666	1986472	68.20%	367	125	2	17	223	38	63.15%	23.87%	23.38%
	76	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	476338	466461	26675	381751	44.49%	680271	24435	16798	16798	1986604	68.75%	349	118	0	9	222	38	62.97%	23.89%	23.39%
	80	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	476600	466575	26937	381489	44.46%	680271	24435	16912	16912	1986718	69.21%	333	111	0	3	219	38	62.78%	23.90%	23.40%
sans STEP		425696	414175	1994241	858089	449663		449663	449663		387678	45.18%	680271	24435					1458							22.55%	22.55%

Combinaison	Pompe	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic Couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	20	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	466786	460374	17123	391303	45.60%	680271	24435	10711	10711	1980517	43.83%	899	345	28	223	303	12	62.55%	23.41%	23.09%
	24	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	468559	461618	18896	389529	45.39%	680271	24435	11954	11954	1981760	48.92%	809	312	25	190	282	13	63.26%	23.50%	23.15%
Ppv=250 MWc	28	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	470015	462676	20352	388074	45.23%	680271	24435	13013	13013	1982819	53.26%	715	263	23	163	266	15	63.94%	23.57%	23.20%
Peol=90MW	32	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	471360	463592	21697	386728	45.07%	680271	24435	13929	13929	1983735	57.00%	648	239	22	141	246	16	64.20%	23.64%	23.25%
Bassin : 1 Mm3	36	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	472570	464380	22906	385519	44.93%	680271	24435	14717	14717	1984523	60.23%	589	214	19	118	238	17	64.25%	23.70%	23.29%
	40	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	473584	465055	23921	384505	44.81%	680271	24435	15392	15392	1985198	62.99%	525	179	16	100	230	17	64.34%	23.75%	23.32%
	44	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	474517	465629	24854	383572	44.70%	680271	24435	15966	15966	1985772	65.34%	486	162	13	88	223	18	64.24%	23.79%	23.35%
	48	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	475359	466138	25695	382730	44.60%	680271	24435	16475	16475	1986281	67.42%	457	151	10	75	221	19	64.12%	23.84%	23.37%
	52	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	476137	466593	26474	381952	44.51%	680271	24435	16930	16930	1986736	69.29%	429	140	8	65	216	19	63.95%	23.88%	23.40%
	56	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	476790	466990	27127	381299	44.44%	680271	24435	17327	17327	1987133	70.91%	387	121	5	51	210	19	63.87%	23.91%	23.42%
	60	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	477362	467326	27698	380727	44.37%	680271	24435	17662	17662	1987468	72.28%	359	109	4	43	203	20	63.77%	23.94%	23.43%
	64	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	477903	467620	28240	380186	44.31%	680271	24435	17957	17957	1987763	73.49%	341	102	3	33	203	20	63.59%	23.96%	23.45%
	68	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	478333	467864	28670	379756	44.26%	680271	24435	18201	18201	1988007	74.49%	313	89	3	25	196	21	63.49%	23.99%	23.46%
	72	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	478734	468067	29071	379355	44.21%	680271	24435	18404	18404	1988210	75.32%	286	76	2	17	191	21	63.31%	24.01%	23.47%
	76	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	479043	468226	29380	379046	44.17%	680271	24435	18562	18562	1988369	75.97%	265	70	0	9	186	21	63.18%	24.02%	23.48%
	80	425696	414175	1994241	858089	449663	408426	479322	468350	29659	378767	44.14%	680271	24435	18687	18687	1988493	76.48%	249	64	0	3	182	21	63.01%	24.04%	23.49%
sans STEP		425696	414175	1994241	858089	449663		449663	449663		387678	45.18%	680271	24435					1458							22.55%	22.55%

Annexe A4.7. Grandeurs énergétiques et paramètres - Stratégie 2 Groupe P/T réversible – Influence de la puissance installée éolienne.

Combinaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	312803	277512	35291	288112	285416	10600	24691	7.89%	824014	52843	7904	7904	1949302	14.96%	2275	1260	94	191	730	15	74.57%	14.45%	14.31%
	60	425696	414175	1994241	464827	375373	89454	391510	386824	16137	73317	15.77%	743767	35229	11450	11450	1970462	32.50%	1281	651	22	70	538	22	70.96%	19.63%	19.40%
PV = 100 MWc	90	425696	414175	1994241	616852	429075	187777	449638	442591	20564	167213	27.11%	698864	26431	13516	13516	1981326	51.14%	575	241	0	30	304	26	65.73%	22.55%	22.19%
Bassin = 0,6 Mm3	120	425696	414175	1994241	768876	450823	317978	472427	464217	21605	296449	38.56%	681018	22529	13394	13394	1985106	59.45%	415	124	0	28	263	25	62.00%	23.69%	23.28%
Groupe P/T = 80 MW	150	425696	414175	1994241	920900	462947	457408	485159	475968	22212	435741	47.32%	670775	20647	13021	13021	1986614	63.06%	334	86	0	23	225	25	58.62%	24.33%	23.87%
	180	425696	414175	1994241	1072925	472455	599425	494060	484580	21605	578865	53.95%	662739	19175	12125	12125	1987191	63.23%	311	77	0	22	212	23	56.12%	24.77%	24.30%
	210	425696	414175	1994241	1224949	480115	743288	500913	491515	20798	724036	59.11%	656313	17942	11400	11400	1987699	63.54%	289	67	0	20	202	22	54.81%	25.12%	24.65%
	240	425696	414175	1994241	1376974	486568	888349	506680	497430	20111	870294	63.20%	650891	16910	10862	10862	1988193	64.23%	275	63	0	16	196	21	54.01%	25.41%	24.94%
	270	425696	414175	1994241	1528998	492122	1034310	511795	502580	19673	1017203	66.53%	646232	16016	10458	10458	1988683	65.30%	255	57	0	14	184	20	53.16%	25.66%	25.20%
	300	425696	414175	1994241	1681022	496962	1180969	516188	507113	19226	1164835	69.29%	642133	15275	10151	10151	1989118	66.46%	235	48	0	14	173	19	52.80%	25.88%	25.43%
sans STEP																											
	30	425696	414175	1994241	312803	277512		277512	277512		35291	11.28%	824014	52843			1941398		2990							13.92%	13.92%
	60	425696	414175	1994241	464827	375373		375373	375373		89454	19.24%	743767	35229			1959012		2199							18.82%	18.82%
	90	425696	414175	1994241	616852	429075		429075	429075		187777	30.44%	698864	26431			1967810		1606							21.52%	21.52%
	120	425696	414175	1994241	768876	450823		450823	450823		318053	41.37%	681018	22529			1971712		1314							22.61%	22.61%
	150	425696	414175	1994241	920900	462947		462947	462947		457953	49.73%	670775	20647			1973594		1214							23.21%	23.21%
	180	425696	414175	1994241	1072925	472455		472455	472455		600470	55.97%	662739	19175			1975066		1126							23.69%	23.69%
	210	425696	414175	1994241	1224949	480115		480115	480115		744834	60.81%	656313	17942			1976299		1068							24.08%	24.08%
	240	425696	414175	1994241	1376974	486568		486568	486568		890405	64.66%	650891	16910			1977331		1008							24.40%	24.40%
	270	425696	414175	1994241	1528998	492122		492122	492122		1036876	67.81%	646232	16016			1978225		964							24.68%	24.68%
	300	425696	414175	1994241	1681022	496962		496962	496962		1184060	70.44%	642133	15275			1978966		907							24.92%	24.92%

Combinaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	312803	277512	35291	289643	286980	12131	23160	7.40%	824014	52843	9468	9468	1950866	17.92%	2194	1249	83	162	700	9	78.05%	14.52%	14.39%
	60	425696	414175	1994241	464827	375373	89454	394668	389552	19295	70159	15.09%	743767	35229	14179	14179	1973190	40.25%	1150	610	2	12	526	14	73.49%	19.79%	19.53%
PV = 100 MWc	90	425696	414175	1994241	616852	429075	187777	453611	445980	24537	163240	26.46%	698864	26431	16905	16905	1984715	63.96%	420	133	0	9	278	16	68.90%	22.75%	22.36%
Bassin = 1,2 Mm3	120	425696	414175	1994241	768876	450823	317978	476232	466914	25410	292644	38.06%	681018	22529	16091	16091	1987803	71.42%	292	69	0	7	216	15	63.33%	23.88%	23.41%
Groupe P/T = 80 MW	150	425696	414175	1994241	920900	462947	457408	489722	479043	26774	431179	46.82%	670775	20647	16096	16096	1989689	77.96%	195	36	0	6	153	15	60.12%	24.56%	24.02%
	180	425696	414175	1994241	1072925	472455	599425	499501	488029	27046	573424	53.44%	662739	19175	15574	15574	1990640	81.22%	162	21	0	4	137	15	57.58%	25.05%	24.47%
	210	425696	414175	1994241	1224949	480115	743288	506169	494834	26054	718781	58.68%	656313	17942	14719	14719	1991018	82.04%	142	10	0	3	129	14	56.49%	25.38%	24.81%
	240	425696	414175	1994241	1376974	486568	888349	511534	500491	24966	865440	62.85%	650891	16910	13923	13923	1991254	82.34%	133	7	0	1	125	13	55.77%	25.65%	25.10%
	270	425696	414175	1994241	1528998	492122	1034310	516253	505358	24131	1012745	66.24%	646232	16016	13237	13237	1991461	82.65%	125	7	0	1	117	13	54.85%	25.89%	25.34%
	300	425696	414175	1994241	1681022	496962	1180969	520278	509630	23316	1160744	69.05%	642133	15275	12668	12668	1991634	82.93%	120	7	0	1	112	12	54.33%	26.09%	25.56%

Combinaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	312803	277512	35291	287872	285444	10360	24931	7.97%	824014	52843	7932	7932	1949330	15.01%	2340	1274	102	227	737	15	76.56%	14.44%	14.31%
	60	425696	414175	1994241	464827	375373	89454	390627	386081	15253	74201	15.96%	743767	35229	10708	10708	1969719	30.39%	1426	703	27	142	554	20	70.20%	19.59%	19.36%
PV = 100 MWc	90	425696	414175	1994241	616852	429075	187777	447536	441715	18461	169316	27.45%	698864	26431	12640	12640	1980450	47.82%	720	290	16	105	309	24	68.47%	22.44%	22.15%
Bassin = 0,6 Mm3	120	425696	414175	1994241	768876	450823	317978	469562	462581	18739	299314	38.93%	681018	22529	11758	11758	1983470	52.19%	586	203	12	97	274	22	62.74%	23.55%	23.20%
Groupe P/T = 40 MW	150	425696	414175	1994241	920900	462947	457408	481957	474483	19010	438943	47.66%	670775	20647	11536	11536	1985129	55.87%	505	161	8	93	243	22	60.68%	24.17%	23.79%
	180	425696	414175	1994241	1072925	472455	599425	490729	483374	18274	582196	54.26%	662739	19175	10919	10919	1985984	56.94%	462	139	6	90	227	20	59.75%	24.61%	24.24%
	210	425696	414175	1994241	1224949	480115	743288	497728	490492	17612	727222	59.37%	656313	17942	10376	10376	1986675	57.83%	436	130	4	86	216	19	58.91%	24.96%	24.60%
	240	425696	414175	1994241	1376974	486568	888349	503515	496450	16947	873459	63.43%	650891	16910	9881	9881	1987212	58.43%	406	118	2	80	206	19	58.31%	25.25%	24.89%
	270	425696	414175	1994241	1528998	492122	1034310	508498	501563	16376	1020500	66.74%	646232	16016	9441	9441	1987666	58.95%	380	109	1	75	195	18	57.65%	25.50%	25.15%
	300	425696	414175	1994241	1681022	496962	1180969	512841	506062	15879	1168182	69.49%	642133	15275	9100	9100	1988066	59.58%	369	103	1	75	190	17	57.31%	25.72%	25.38%
sans STEP																											
	30	425696	414175	1994241	312803	277512		277512	277512		35291	11.28%	824014	52843			1941398		2990							13.92%	13.92%
	60	425696	414175	1994241	464827	375373		375373	375373		89454	19.24%	743767	35229			1959012		2199							18.82%	18.82%
	90	425696	414175	1994241	616852	429075		429075	429075		187777	30.44%	698864	26431			1967810		1606							21.52%	21.52%
	120	425696	414175	1994241	768876	450823		450823	450823		318053	41.37%	681018	22529			1971712		1314							22.61%	22.61%
	150	425696	414175	1994241	920900	462947		462947	462947		457953	49.73%	670775	20647			1973594		1214							23.21%	23.21%
	180	425696	414175	1994241	1072925	472455		472455	472455		600470	55.97%	662739	19175			1975066		1126							23.69%	23.69%
	210	425696	414175	1994241	1224949	480115		480115	480115		744834	60.81%	656313	17942			1976299		1068							24.08%	24.08%
	240	425696	414175	1994241	1376974	486568		486568	486568		890405	64.66%	650891	16910			1977331		1008							24.40%	24.40%
	270	425696	414175	1994241	1528998	492122		492122	492122		1036876	67.81%	646232	16016			1978225		964							24.68%	24.68%
	300	425696	414175	1994241	1681022	496962		496962	496962		1184060	70.44%	642133	15275			1978966		907							24.92%	24.92%

Combinaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	312803	277512	35291	289477	286866	11965	23326	7.46%	824014	52843	9354	9354	1950752	17.70%	2302	1267	99	216	720	9	78.18%	14.52%	14.38%
	60	425696	414175	1994241	464827	375373	89454	392816	387919	17443	72011	15.49%	743767	35229	12546	12546	1971558	35.61%	1365	685	23	111	546	12	71.93%	19.70%	19.45%
PV = 100 MWc	90	425696	414175	1994241	616852	429075	187777	450804	444181	21729	166048	26.92%	698864	26431	15106	15106	1982916	57.15%	647	224	16	102	305	14	69.52%	22.61%	22.27%
Bassin = 1,2 Mm3	120	425696	414175	1994241	768876	450823	317978	472998	464703	22175	295878	38.48%	681018	22529	13880	13880	1985592	61.61%	533	166	12	94	261	13	62.59%	23.72%	23.30%
Groupe P/T = 40 MW	150	425696	414175	1994241	920900	462947	457408	485158	476351	22210	435743	47.32%	670775	20647	13404	13404	1986998	64.92%	467	145	8	91	223	13	60.35%	24.33%	23.89%
	180	425696	414175	1994241	1072925	472455	599425	494044	485314	21589	578881	53.95%	662739	19175	12859	12859	1987925	67.06%	429	129	6	88	206	12	59.56%	24.77%	24.34%
	210	425696	414175	1994241	1224949	480115	743288	500983	492398	20868	723966	59.10%	656313	17942	12283	12283	1988582	68.46%	401	116	4	85	196	12	58.86%	25.12%	24.69%
	240	425696	414175	1994241	1376974	486568	888349	506768	498337	20200	870205	63.20%	650891	16910	11769	11769	1989100	69.60%	370	104	2	79	185	11	58.26%	25.41%	24.99%
	270	425696	414175	1994241	1528998	492122	1034310	511669	503399	19548	1017329	66.54%	646232	16016	11278	11278	1989502	70.41%	344	94	1	75	174	11	57.69%	25.66%	25.24%
	300	425696	414175	1994241	1681022	496962	1180969	515799	507753	18837	1165223	69.32%	642133	15275	10791	10791	1989758	70.65%	331	88	1	73	169	10	57.29%	25.86%	25.46%

binaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	473601	310374	163227	338965	330444	28590	134636	28.43%	794468	49528	20069	20069	1964783	40.52%	1389	749	40	3	597	37	70.20%	17.00%	16.57%
	60	425696	414175	1994241	625601	397347	228255	424670	415715	27323	200931	32.12%	723847	33176	18368	18368	1979433	55.37%	719	319	2	3	395	34	67.23%	21.29%	20.85%
200 MWc	90	425696	414175	1994241	777626	445869	331757	471737	462333	25868	305889	39.34%	683681	24819	16464	16464	1985886	66.34%	368	128	0	3	237	32	63.65%	23.65%	23.18%
= 0,6 Mm3	120	425696	414175	1994241	929650	465659	463916	490397	480732	24737	439253	47.25%	667584	21127	15073	15073	1988187	71.34%	255	61	0	3	191	29	60.93%	24.59%	24.11%
P/T = 80 MW	150	425696	414175	1994241	1081674	476389	604740	500317	490362	23927	581358	53.75%	658593	19388	13973	13973	1988826	72.07%	228	49	0	3	176	27	58.40%	25.09%	24.59%
	180	425696	414175	1994241	1233699	484819	747835	507970	497935	23151	725728	58.83%	651528	18023	13115	13115	1989334	72.77%	212	39	0	3	170	25	56.65%	25.47%	24.97%
	210	425696	414175	1994241	1385723	491683	892494	514058	504100	22376	871665	62.90%	645804	16883	12418	12418	1989776	73.55%	192	27	0	3	162	24	55.50%	25.78%	25.28%
	240	425696	414175	1994241	1537747	497484	1038207	519098	509291	21614	1018650	66.24%	640955	15931	11807	11807	1990118	74.12%	174	21	0	1	152	23	54.63%	26.03%	25.54%
	270	425696	414175	1994241	1689772	502506	1184699	523441	513748	20935	1166331	69.02%	636751	15113	11242	11242	1990370	74.39%	162	17	0	1	144	22	53.70%	26.25%	25.76%
	300	425696	414175	1994241	1841880	506863	1331926	527138	517611	20275	1314742	71.38%	633081	14426	10748	10748	1990564	74.51%	150	12	0	1	137	21	53.01%	26.43%	25.96%
s STEP																											
	30	425696	414175	1994241	473601	310374		310374	310374		163227	34.47%	794468	49528			1944713		2760							15.56%	15.56%
	60	425696	414175	1994241	625601	397347		397347	397347		228255	36.49%	723847	33176			1961065		2038							19.92%	19.92%
	90	425696	414175	1994241	777626	445869		445869	445869		331757	42.66%	683681	24819			1969422		1489							22.36%	22.36%
	120	425696	414175	1994241	929650	465659		465659	465659		463991	49.91%	667584	21127			1973114		1209							23.35%	23.35%
	150	425696	414175	1994241	1081674	476389		476389	476389		605285	55.96%	658593	19388			1974853		1114							23.89%	23.89%
	180	425696	414175	1994241	1233699	484819		484819	484819		748879	60.70%	651528	18023			1976218		1033							24.31%	24.31%
	210	425696	414175	1994241	1385723	491683		491683	491683		894040	64.52%	645804	16883			1977358		980							24.66%	24.66%
	240	425696	414175	1994241	1537747	497484		497484	497484		1040264	67.65%	640955	15931			1978310		922							24.95%	24.95%
	270	425696	414175	1994241	1689772	502506		502506	502506		1187266	70.26%	636751	15113			1979128		879							25.20%	25.20%
	300	425696	414175	1994241	1841880	506863		506863	506863		1335017	72.48%	633081	14426			1979815		836							25.42%	25.42%

binaison	Puiss Eolienne MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	473601	310374	163227	341241	332336	30866	132360	27.95%	794468	49528	21961	21961	1966675	44.34%	1320	718	17	3	582	21	71.15%	17.11%	16.66%
	60	425696	414175	1994241	625601	397347	228255	427320	417864	29973	198281	31.69%	723847	33176	20518	20518	1981583	61.84%	594	214	2	3	375	19	68.45%	21.43%	20.95%
200 MWc	90	425696	414175	1994241	777626	445869	331757	474459	464196	28590	303166	38.99%	683681	24819	18327	18327	1987748	73.84%	273	70	0	3	200	17	64.10%	23.79%	23.28%
= 1,2 Mm3	120	425696	414175	1994241	929650	465659	463916	492979	482473	27320	436670	46.97%	667584	21127	16814	16814	1989928	79.59%	185	38	0	3	144	16	61.54%	24.72%	24.19%
P/T = 80 MW	150	425696	414175	1994241	1081674	476389	604740	504172	492851	27783	577502	53.39%	658593	19388	16462	16462	1991315	84.91%	137	14	0	3	120	16	59.25%	25.28%	24.71%
	180	425696	414175	1994241	1233699	484819	747835	511593	500137	26774	722105	58.53%	651528	18023	15317	15317	1991536	84.99%	132	12	0	3	117	14	57.21%	25.65%	25.08%
	210	425696	414175	1994241	1385723	491683	892494	517324	506061	25641	868399	62.67%	645804	16883	14378	14378	1991736	85.17%	122	7	0	3	112	14	56.08%	25.94%	25.38%
	240	425696	414175	1994241	1537747	497484	1038207	522137	511130	24654	1015610	66.05%	640955	15931	13646	13646	1991956	85.66%	114	7	0	1	106	13	55.35%	26.18%	25.63%
	270	425696	414175	1994241	1689772	502506	1184699	526365	515482	23859	1163406	68.85%	636751	15113	12976	12976	1992104	85.86%	109	7	0	1	101	12	54.39%	26.39%	25.85%
	300	425696	414175	1994241	1841880	506863	1331926	529954	519266	23091	1311927	71.23%	633081	14426	12403	12403	1992218	85.98%	108	7	0	1	100	12	53.71%	26.57%	26.04%

Annexe A4.8. Grandeurs énergétiques et paramètres - Stratégie 2 Groupe P/T réversible – Influence de la puissance installée PV.

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	504204	392119	112085	409322	404088	17202	94883	18.82%	732708	29542	11968	11968	1976667	40.51%	856	363	0	136	357	23	69.57%	20.53%	20.26%
Eol = 90 MW	60	425696	414175	1994241	552576	411294	141283	429557	423861	18264	123019	22.26%	715349	27727	12567	12567	1979081	45.32%	721	301	0	74	346	24	68.81%	21.54%	21.25%
Bassin = 0,6 Mm3	90	425696	414175	1994241	600828	425580	175247	445561	438827	19981	155267	25.84%	702101	26689	13247	13247	1980799	49.63%	614	255	0	42	317	25	66.30%	22.34%	22.00%
Groupe P/T = 80 MW	120	425696	414175	1994241	649079	434456	214623	456070	448565	21613	193009	29.74%	693940	25973	14109	14109	1982377	54.32%	527	217	0	19	291	27	65.28%	22.87%	22.49%
	150	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	463487	455212	23459	233723	33.52%	688916	25425	15184	15184	1984000	59.72%	453	174	0	7	272	29	64.73%	23.24%	22.83%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912	301730	468838	459894	24925	276805	37.12%	685426	25032	15982	15982	1985191	63.85%	398	144	0	3	251	30	64.12%	23.51%	23.06%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751	347082	473061	463454	26310	320773	40.41%	682888	24730	16702	16702	1986213	67.54%	353	117	0	3	233	32	63.48%	23.72%	23.24%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023	393123	476477	466313	27454	365668	43.42%	680843	24504	17291	17291	1987028	70.56%	321	100	0	3	218	33	62.98%	23.89%	23.38%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840	439617	479165	468566	28325	411292	46.19%	679231	24299	17727	17727	1987668	72.95%	296	86	0	3	207	33	62.58%	24.03%	23.50%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380	485606	481312	470388	28931	456675	48.69%	677866	24123	18007	18007	1988125	74.65%	278	79	0	3	196	34	62.24%	24.14%	23.59%
sans STEP																											
	30	425696	414175	1994241	504204	392119		392119	392119		112085	22.23%	732708	29542			1964699		1842							19.66%	19.66%
	60	425696	414175	1994241	552576	411294		411294	411294		141283	25.57%	715349	27727			1966514		1701							20.62%	20.62%
	90	425696	414175	1994241	552576	411294		411294	411294		141283	25.57%	715349	27727			1966514		1626							20.62%	20.62%
	120	425696	414175	1994241	649079	434456		434456	434456		214623	33.07%	693940	25973			1968268		1578							21.79%	21.79%
	150	425696	414175	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	688916	25425			1968816		1540							22.06%	22.06%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912		443912	443912		301730	40.47%	685426	25032			1969209		1508							22.26%	22.26%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751		446751	446751		347082	43.72%	682888	24730			1969511		1476							22.40%	22.40%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023		449023	449023		393123	46.68%	680843	24504			1969737		1461							22.52%	22.52%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840		450840	450840		439617	49.37%	679231	24299			1969942		1450							22.61%	22.61%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380		452380	452380		485606	51.77%	677866	24123			1970118		1435							22.68%	22.68%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nombre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	504204	392119	112085	413434	407787	21315	90771	18.00%	732708	29542	15668	15668	1980367	53.04%	641	241	0	60	340	15	73.51%	20.73%	20.45%
	60	425696	414175	1994241	552576	411294	141283	433876	427692	22583	118700	21.48%	715349	27727	16399	16399	1982913	59.14%	511	172	0	13	326	16	72.62%	21.76%	21.45%
Eol = 90 MW	90	425696	414175	1994241	600828	425580	175247	449631	442319	24051	151196	25.16%	702101	26689	16739	16739	1984291	62.72%	446	145	0	9	292	16	69.60%	22.55%	22.18%
Bassin = 1,2 Mm3	120	425696	414175	1994241	649079	434456	214623	459974	451846	25518	189105	29.13%	693940	25973	17389	17389	1985657	66.95%	378	112	0	3	263	16	68.15%	23.07%	22.66%
Groupe P/T = 80 MW	150	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	466783	457812	26755	230427	33.05%	688916	25425	17784	17784	1986599	69.94%	323	80	0	3	240	17	66.47%	23.41%	22.96%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912	301730	471748	461993	27836	273894	36.73%	685426	25032	18081	18081	1987290	72.23%	288	72	0	3	213	17	64.95%	23.66%	23.17%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751	347082	475715	465217	28964	318119	40.07%	682888	24730	18466	18466	1987976	74.67%	267	68	0	3	196	17	63.75%	23.85%	23.33%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023	393123	478891	467866	29869	363254	43.13%	680843	24504	18843	18843	1988580	76.90%	243	60	0	3	180	18	63.09%	24.01%	23.46%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840	439617	481487	470004	30648	408970	45.93%	679231	24299	19165	19165	1989107	78.87%	226	54	0	3	169	18	62.53%	24.14%	23.57%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380	485606	483597	471781	31216	454390	48.44%	677866	24123	19401	19401	1989519	80.42%	211	49	0	3	159	18	62.15%	24.25%	23.66%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	504204	392119	112085	403080	399400	10961	101124	20.06%	732708	29542	7281	7281	1971980	24.65%	1133	459	32	264	378	42	66.43%	20.21%	20.03%
Eol = 90 MW	60	425696	414175	1994241	552576	411294	141283	423629	419260	12336	128947	23.34%	715349	27727	7967	7967	1974480	28.73%	964	416	26	162	360	45	64.58%	21.24%	21.02%
Bassin = 0,6 Mm3	90	425696	414175	1994241	600828	425580	175247	439225	434273	13645	161602	26.90%	702101	26689	8692	8692	1976245	32.57%	844	376	23	120	325	49	63.70%	22.02%	21.78%
Groupe P/T = 60 MW	120	425696	414175	1994241	649079	434456	214623	449894	444500	15438	199185	30.69%	693940	25973	10043	10043	1978311	38.67%	729	340	22	67	300	57	65.05%	22.56%	22.29%
	150	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	456911	450942	16883	240300	34.47%	688916	25425	10914	10914	1979730	42.93%	669	304	16	64	285	62	64.65%	22.91%	22.61%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912	301730	461826	455349	17913	283817	38.06%	685426	25032	11436	11436	1980646	45.69%	625	283	12	63	267	65	63.84%	23.16%	22.83%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751	347082	465626	458715	18874	328208	41.34%	682888	24730	11964	11964	1981475	48.38%	600	273	12	63	252	67	63.39%	23.35%	23.00%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023	393123	468666	461403	19644	373479	44.35%	680843	24504	12381	12381	1982118	50.53%	578	260	12	63	243	70	63.03%	23.50%	23.14%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840	439617	471087	463523	20247	419370	47.10%	679231	24299	12684	12684	1982626	52.20%	564	251	12	63	238	71	62.64%	23.62%	23.24%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380	485606	473021	465273	20641	464965	49.57%	677866	24123	12893	12893	1983011	53.45%	554	245	12	63	234	73	62.46%	23.72%	23.33%
sans STEP																											
	30	425696	414175	1994241	504204	392119		392119	392119		112085	22.23%	732708	29542			1964699		1842							19.66%	19.66%
	60	425696	414175	1994241	552576	411294		411294	411294		141283	25.57%	715349	27727			1966514		1701							20.62%	20.62%
	90	425696	414175	1994241	600828	425580		425580	425580		175247	29.17%	702101	26689			1967552		1626							21.34%	21.34%
	120	425696	414175	1994241	649079	434456		434456	434456		214623	33.07%	693940	25973			1968268		1578							21.79%	21.79%
	150	425696	414175	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	688916	25425			1968816		1540							22.06%	22.06%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912		443912	443912		301730	40.47%	685426	25032			1969209		1508							22.26%	22.26%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751		446751	446751		347082	43.72%	682888	24730			1969511		1476							22.40%	22.40%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023		449023	449023		393123	46.68%	680843	24504			1969737		1461							22.52%	22.52%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840		450840	450840		439617	49.37%	679231	24299			1969942		1450							22.61%	22.61%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380		452380	452380		485606	51.77%	677866	24123			1970118		1435							22.68%	22.68%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	504204	392119	112085	407632	403243	15513	96572	19.15%	732708	29542	11124	11124	1975822	37.65%	909	386	4	161	358	25	71.71%	20.44%	20.22%
	60	425696	414175	1994241	552576	411294	141283	428073	422926	16779	124503	22.53%	715349	27727	11632	11632	1978146	41.95%	782	331	4	101	346	26	69.33%	21.47%	21.21%
Eol = 90 MW	90	425696	414175	1994241	600828	425580	175247	443909	437851	18328	156919	26.12%	702101	26689	12271	12271	1979823	45.98%	686	291	4	75	316	28	66.95%	22.26%	21.96%
Bassin = 1,2 Mm3	120	425696	414175	1994241	649079	434456	214623	454276	447690	19820	194803	30.01%	693940	25973	13234	13234	1981501	50.95%	597	253	4	48	292	30	66.77%	22.78%	22.45%
Groupe P/T = 60 MW	150	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	461508	454177	21480	235702	33.81%	688916	25425	14149	14149	1982964	55.65%	538	213	4	46	275	32	65.87%	23.14%	22.77%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912	301730	466751	458724	22839	278891	37.40%	685426	25032	14811	14811	1984021	59.17%	493	190	4	43	256	33	64.85%	23.40%	23.00%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751	347082	470736	462172	23985	323098	40.70%	682888	24730	15421	15421	1984931	62.35%	458	170	4	43	241	35	64.29%	23.60%	23.18%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023	393123	473906	464912	24883	368240	43.73%	680843	24504	15889	15889	1985626	64.84%	434	155	4	43	232	36	63.86%	23.76%	23.31%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840	439617	476439	467089	25599	414018	46.50%	679231	24299	16250	16250	1986192	66.87%	420	146	4	43	227	37	63.48%	23.89%	23.42%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380	485606	478460	468889	26080	459527	48.99%	677866	24123	16509	16509	1986627	68.44%	404	136	4	43	221	37	63.30%	23.99%	23.51%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	504204	392119	112085	408004	403655	15884	96201	19.08%	732708	29542	11536	11536	1976234	39.05%	968	388	16	194	370	22	72.62%	20.46%	20.24%
Eol = 90 MW	60	425696	414175	1994241	552576	411294	141283	428357	423205	17064	124219	22.48%	715349	27727	11911	11911	1978425	42.96%	836	331	16	137	352	22	69.80%	21.48%	21.22%
Bassin = 0,6 Mm3	90	425696	414175	1994241	600828	425580	175247	443667	437985	18087	157161	26.16%	702101	26689	12405	12405	1979957	46.48%	754	300	16	116	322	23	68.59%	22.25%	21.96%
Groupe P/T = 40 MW	120	425696	414175	1994241	649079	434456	214623	453603	447505	19147	195476	30.12%	693940	25973	13049	13049	1981317	50.24%	688	271	16	101	300	24	68.15%	22.75%	22.44%
	150	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	460140	453519	20112	237070	34.00%	688916	25425	13491	13491	1982307	53.06%	648	248	16	100	284	25	67.08%	23.07%	22.74%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912	301730	464869	457799	20956	280774	37.66%	685426	25032	13887	13887	1983096	55.48%	607	230	16	100	261	26	66.27%	23.31%	22.96%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751	347082	468418	460941	21667	325416	40.99%	682888	24730	14190	14190	1983701	57.38%	582	216	16	100	250	27	65.49%	23.49%	23.11%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023	393123	471266	463448	22243	370879	44.04%	680843	24504	14425	14425	1984162	58.87%	563	209	16	100	238	27	64.85%	23.63%	23.24%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840	439617	473468	465418	22628	416989	46.83%	679231	24299	14578	14578	1984520	59.99%	547	203	16	100	228	27	64.42%	23.74%	23.34%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380	485606	475202	467064	22822	462784	49.34%	677866	24123	14683	14683	1984801	60.87%	538	197	16	100	225	27	64.34%	23.83%	23.42%
sans STEP																											
	30	425696	414175	1994241	504204	392119		392119	392119		112085	22.23%	732708	29542			1964699		1842							19.66%	19.66%
	60	425696	414175	1994241	552576	411294		411294	411294		141283	25.57%	715349	27727			1966514		1701							20.62%	20.62%
	90	425696	414175	1994241	600828	425580		425580	425580		175247	29.17%	702101	26689			1967552		1626							21.34%	21.34%
	120	425696	414175	1994241	649079	434456		434456	434456		214623	33.07%	693940	25973			1968268		1578							21.79%	21.79%
	150	425696	414175	1994241	697210	440028		440028	440028		257182	36.89%	688916	25425			1968816		1540							22.06%	22.06%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912		443912	443912		301730	40.47%	685426	25032			1969209		1508							22.26%	22.26%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751		446751	446751		347082	43.72%	682888	24730			1969511		1476							22.40%	22.40%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023		449023	449023		393123	46.68%	680843	24504			1969737		1461							22.52%	22.52%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840		450840	450840		439617	49.37%	679231	24299			1969942		1450							22.61%	22.61%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380		452380	452380		485606	51.77%	677866	24123			1970118		1435							22.68%	22.68%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	504204	392119	112085	412365	407287	20246	91839	18.21%	732708	29542	15168	15168	1979867	51.34%	782	283	16	116	367	14	74.92%	20.68%	20.42%
	60	425696	414175	1994241	552576	411294	141283	432285	426403	20992	120291	21.77%	715349	27727	15110	15110	1981623	54.49%	718	249	16	103	350	14	71.98%	21.68%	21.38%
Eol = 90 MW	90	425696	414175	1994241	600828	425580	175247	447187	440670	21607	153640	25.57%	702101	26689	15090	15090	1982642	56.54%	667	229	16	103	319	14	69.84%	22.42%	22.10%
Bassin = 1,2 Mm3	120	425696	414175	1994241	649079	434456	214623	456505	449595	22048	192575	29.67%	693940	25973	15139	15139	1983407	58.29%	619	209	16	100	294	14	68.66%	22.89%	22.54%
Groupe P/T = 40 MW	150	425696	414175	1994241	697210	440028	257182	462632	455174	22604	234579	33.65%	688916	25425	15146	15146	1983962	59.57%	587	196	16	100	275	14	67.01%	23.20%	22.82%
	180	425696	414175	1994241	745642	443912	301730	467163	459224	23251	278479	37.35%	685426	25032	15311	15311	1984521	61.17%	555	189	16	100	250	14	65.85%	23.43%	23.03%
	210	425696	414175	1994241	793834	446751	347082	470596	462253	23844	323238	40.72%	682888	24730	15501	15501	1985012	62.68%	530	180	16	100	234	14	65.01%	23.60%	23.18%
	240	425696	414175	1994241	842145	449023	393123	473328	464653	24305	368817	43.79%	680843	24504	15630	15630	1985367	63.79%	520	178	16	100	226	15	64.31%	23.73%	23.30%
	270	425696	414175	1994241	890457	450840	439617	475436	466550	24597	415021	46.61%	679231	24299	15710	15710	1985652	64.65%	508	174	16	100	218	15	63.87%	23.84%	23.39%
	300	425696	414175	1994241	937987	452380	485606	477114	468147	24734	460872	49.13%	677866	24123	15766	15766	1985884	65.36%	502	173	16	100	213	15	63.74%	23.92%	23.47%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	250950	248655	2295	249778	249532	1123	1173	0.47%	854771	50944	877	877	1944174	1.72%	2995	1352	169	668	806	2	78.12%	12.52%	12.51%
Eol = 40 MW	60	425696	414175	1994241	299081	284738	14344	288800	287541	4063	10281	3.44%	821606	48026	2804	2804	1949019	5.84%	2516	1249	117	427	723	6	69.01%	14.48%	14.42%
Bassin = 0,6 Mm3	90	425696	414175	1994241	347454	309001	38452	319745	316964	10743	27709	7.97%	799061	46307	7963	7963	1955897	17.20%	2022	1115	72	151	684	15	74.12%	16.03%	15.89%
Groupe P/T = 80 MW	120	425696	414175	1994241	395645	323609	72036	340197	335913	16588	55448	14.01%	785711	45049	12303	12303	1961495	27.31%	1692	941	57	49	645	24	74.17%	17.06%	16.84%
	150	425696	414175	1994241	443836	333053	110783	354460	348529	21406	89377	20.14%	777168	44148	15476	15476	1965569	35.05%	1432	771	44	12	605	29	72.30%	17.77%	17.48%
	180	425696	414175	1994241	492268	339746	152522	365748	358061	26002	126521	25.70%	771179	43445	18315	18315	1969111	42.16%	1217	619	27	3	568	35	70.44%	18.34%	17.95%
	210	425696	414175	1994241	540580	344684	195897	374501	365233	29817	166079	30.72%	766780	42906	20550	20550	1971884	47.89%	1033	501	16	3	513	39	68.92%	18.78%	18.31%
	240	425696	414175	1994241	588771	348569	240202	381377	370932	32808	207394	35.22%	763305	42495	22363	22363	1974108	52.62%	919	423	14	3	479	42	68.16%	19.12%	18.60%
	270	425696	414175	1994241	637083	351744	285339	386613	375397	34869	250470	39.32%	760474	42152	23653	23653	1975742	56.11%	850	375	10	3	462	45	67.83%	19.39%	18.82%
	300	425696	414175	1994241	684608	354319	330289	390871	378974	36552	293737	42.91%	758192	41858	24655	24655	1977038	58.90%	797	345	5	3	444	46	67.45%	19.60%	19.00%
sans STEP																											
	30	425696	414175	1994241	250950	248655		248655	248655		2295	0.91%	854771	50944			1943297		3108							12.47%	12.47%
	60	425696	414175	1994241	299081	284738		284738	284738		14344	4.80%	821606	48026			1946215		2863							14.28%	14.28%
	90	425696	414175	1994241	347454	309001		309001	309001		38452	11.07%	799061	46307			1947934		2740							15.49%	15.49%
	120	425696	414175	1994241	395645	323609		323609	323609		72036	18.21%	785711	45049			1949192		2660							16.23%	16.23%
	150	425696	414175	1994241	443836	333053		333053	333053		110783	24.96%	777168	44148			1950093		2591							16.70%	16.70%
	180	425696	414175	1994241	492268	339746		339746	339746		152522	30.98%	771179	43445			1950796		2539							17.04%	17.04%
	210	425696	414175	1994241	540580	344684		344684	344684		195897	36.24%	766780	42906			1951335		2482							17.28%	17.28%
	240	425696	414175	1994241	588771	348569		348569	348569		240202	40.80%	763305	42495			1951746		2443							17.48%	17.48%
	270	425696	414175	1994241	637083	351744		351744	351744		285339	44.79%	760474	42152			1952089		2422							17.64%	17.64%
	300	425696	414175	1994241	684608	354319		354319	354319		330289	48.24%	758192	41858			1952383		2403							17.77%	17.77%

Combinaison	Puiss PV MW	SACOI	SARCO	Conso	EnR	EnR Charge	EnR Pompe Dispo	EnR*	EnR**	EnR Pompe	EnR Perdue	% Perdue	E Moteurs	E Pic	Pic couvert	E Turbine	E Totale	% Pic couvert	Nbre Pannes	Hiv	Pri	Eté	Aut	Cyc Turbine	Rend	Part EnR*	Part EnR**
	30	425696	414175	1994241	250950	248655	2295	250441	250306	1786	509	0.20%	854771	50944	1652	1652	1944949	3.24%	2926	1340	169	612	805	2	92.47%	12.56%	12.55%
	60	425696	414175	1994241	299081	284738	14344	290093	288900	5355	8989	3.01%	821606	48026	4163	4163	1950378	8.67%	2433	1237	117	386	693	4	77.74%	14.55%	14.49%
Eol = 40 MW	90	425696	414175	1994241	347454	309001	38452	321334	318563	12333	26119	7.52%	799061	46307	9562	9562	1957496	20.65%	1952	1102	58	123	669	9	77.53%	16.11%	15.97%
Bassin = 1,2 Mm3	120	425696	414175	1994241	395645	323609	72036	343021	338377	19412	52624	13.30%	785711	45049	14768	14768	1963960	32.78%	1578	916	23	7	632	14	76.08%	17.20%	16.97%
Groupe P/T = 80 MW	150	425696	414175	1994241	443836	333053	110783	356963	350615	23909	86874	19.57%	777168	44148	17562	17562	1967654	39.78%	1349	737	16	3	593	17	73.45%	17.90%	17.58%
	180	425696	414175	1994241	492268	339746	152522	368061	359953	28315	124208	25.23%	771179	43445	20207	20207	1971003	46.51%	1148	583	5	3	557	19	71.36%	18.46%	18.05%
	210	425696	414175	1994241	540580	344684	195897	376841	367117	32158	163739	30.29%	766780	42906	22433	22433	1973768	52.28%	967	453	5	3	506	21	69.76%	18.90%	18.41%
	240	425696	414175	1994241	588771	348569	240202	384092	373076	35523	204679	34.76%	763305	42495	24507	24507	1976253	57.67%	825	348	5	3	469	23	68.99%	19.26%	18.71%
	270	425696	414175	1994241	637083	351744	285339	390078	378054	38334	247005	38.77%	760474	42152	26310	26310	1978399	62.42%	718	258	5	3	452	25	68.63%	19.56%	18.96%
	300	425696	414175	1994241	684608	354319	330289	394120	381507	39801	290487	42.43%	758192	41858	27188	27188	1979571	64.95%	667	227	5	3	432	26	68.31%	19.76%	19.13%