

**RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET
POPULAIRE**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique**

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen

Faculté de Technologie



MÉMOIRE

Présenté pour l'obtention du diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Génie Industriel

Spécialité : Ingénierie de la Production

Sujet :

**Optimisation de la récupération d'énergie dans la
station de dessalement pour un cas réel**

Réalisé par : Attar Mustapha

Soutenu publiquement le : 24 / 06 / 2025

Devant le jury composé de :

Pr. KADRAOUI Hicham
Mme DIB Zahera
M. BESSENOUCI Abdel Hakim
M. SARI Mohamed

Président du jury
Examineur
Examineur
Encadrant

Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen
Université de Tlemcen

Année universitaire : 2024 – 2025

Résumé

Ce mémoire s'intéresse à la valorisation énergétique des rejets gravitaires de saumure en sortie d'une station de dessalement, à travers l'installation d'une turbine hydraulique. L'étude se concentre sur le cas de la station de Béni Saf (Algérie), où un écoulement continu non pressurisé dans une conduite DN1800 offre un potentiel hydraulique aujourd'hui inexploité.

Après une revue des technologies adaptées aux faibles hauteurs de chute, le choix s'est porté sur une turbine Kaplan bulbe coaxiale, intégrable en ligne. Un modèle hydraulique unidimensionnel a été développé sous MATLAB, prenant en compte les transitions de régime (nappe libre / pressurisé), les pertes linéaires, et la perte locale associée à la turbine.

La simulation a permis de calculer la hauteur de chute disponible, la puissance instantanée et l'énergie annuelle pour différentes positions. Une optimisation multicritère a été menée pour identifier le meilleur emplacement selon des critères hydrauliques, énergétiques et économiques. L'analyse technico-économique montre un temps de retour inférieur à 5 ans et une rentabilité robuste.

Ce travail propose une méthodologie répliquable pour intégrer des systèmes de récupération d'énergie dans les conduites gravitaires industrielles, avec un potentiel d'application dans de nombreux sites côtiers.

Mots-clés : Dessalement, Récupération d'énergie, Turbine Kaplan bulbe, Écoulement gravitaire, Modélisation hydraulique, Matlab, Optimisation multicritère, Rentabilité économique, Béni Saf .

Abstract

This thesis focuses on the energy recovery potential from brine gravity discharge downstream of a desalination plant, by means of installing a hydraulic turbine. The study investigates the case of the Béni Saf plant (Algeria), where a continuous non-pressurized flow in a DN1800 pipeline offers an untapped hydraulic head.

After reviewing appropriate technologies for low-head systems, a coaxial bulb Kaplan turbine was selected due to its in-line integration capability. A 1D hydraulic model was developed in MATLAB, accounting for regime transitions (free-surface / pressurized), linear friction losses, and localized turbine head loss.

The simulation calculates the available net head, instantaneous power, and annual energy output for various turbine locations. A multi-criteria optimization approach was applied to identify the optimal position, considering hydraulic performance, energy output, and economic viability. The economic analysis shows a return on investment below 5 years and high financial robustness.

This work offers a replicable methodology to integrate energy recovery systems into industrial gravity-fed pipelines, with wide applicability for coastal desalination and water networks.

Keywords: Desalination, Energy recovery, Kaplan bulb turbine, Gravity flow, Hydraulic modeling, MATLAB, Multi-criteria optimization, Economic feasibility, Béni Saf.

ملخص

تهدف هذه المذكرة إلى دراسة إمكانية استرجاع الطاقة الهيدروليكية المهدورة في محطة تحلية مياه البحر ببني صاف (الجزائر)، وذلك من خلال استغلال التدفق الثقالي للمحلول الملحي المطروح عبر أنبوب التصريف. يتمثل الهدف في تحويل هذه الطاقة الكامنة إلى طاقة كهربائية باستخدام توربين مائي مناسب.

بعد دراسة مختلف التكنولوجيات المتاحة للانخفاضات الصغيرة، تم اختيار توربين من نوع Kaplan Bulbe نظراً لكفاءته وسهولة دمج داخل القناة. تم تطوير نموذج هيدروليكي أحادي البعد باستخدام برنامج MATLAB ، يأخذ بعين الاعتبار التحولات بين نظامي الجريان (السطحي والمضغوط)، وكذا الخسائر الهيدروليكية الخطية والمحلية.

مكنت المحاكاة من تحديد الارتفاع الصافي المتاح، القدرة الفورية، والطاقة السنوية القابلة للاسترجاع. كما تم تنفيذ تحليل أمثل متعدد المعايير لاختيار أفضل موقع لتكوين التوربين، بناءً على مؤشرات هيدروليكية، طاقة واقتصادية. أظهرت النتائج أن الحل المقترح يتمتع بجدوى تقنية واقتصادية، مع مدة استرجاع أقل من خمس سنوات.

تقترح هذه الدراسة منهجية قابلة للتطبيق لإدماج نظم استرجاع الطاقة في شبكات التصريف الصناعية، خاصة في المناطق الساحلية، مما يساهم في تحسين كفاءة محطات التحلية وتقليل أثرها البيئي.

الكلمات المفتاحية : تحلية المياه، استرجاع الطاقة، توربين كابلان، الجريان بالجاذبية، النمذجة الهيدروليكية، ماتلاب، التحسين متعدد المعايير، الجدوى الاقتصادية، بني صاف.

Remerciements

Avant toute chose, je rends grâce à **Dieu le Tout-Puissant, Allah**, pour m'avoir accordé la force, la patience et la persévérance nécessaires pour mener à bien ce travail. Sans Sa guidance, rien n'aurait été possible.

Je tiens également à exprimer ma gratitude infinie à mes **parents**, pour leur soutien inconditionnel, leurs sacrifices constants et leurs prières quotidiennes. Leur présence morale et affective a été un pilier fondamental tout au long de mon parcours universitaire.

Je remercie profondément **Monsieur Sari Mohamed**, mon encadrant, pour sa disponibilité, ses orientations claires, et la rigueur scientifique qu'il m'a transmise. Ses conseils avisés, son exigence méthodologique et sa confiance ont grandement contribué à la qualité de ce travail.

Je suis particulièrement reconnaissant envers **Monsieur Mahmoud Makhoulfi**, ingénieur, dont l'assistance technique, les explications concrètes et l'implication constante ont été d'une aide précieuse durant les phases critiques de la simulation et du dimensionnement.

Mes remerciements vont également à **Monsieur Sidahmed Babahamed**, doctorant, pour son soutien généreux, ses remarques éclairées et ses contributions méthodologiques lors de l'élaboration du modèle de calcul.

Je souhaite exprimer ma reconnaissance à **Mademoiselle Benyelles Yasmine**, étudiante, pour ses nombreuses astuces, ses suggestions pertinentes et son regard critique sur la rédaction. Sa collaboration, à la fois intellectuelle et humaine, a facilité plusieurs étapes du travail.

Je remercie aussi l'ensemble de l'équipe pédagogique et technique de notre département, ainsi que mes camarades pour leurs échanges enrichissants, leur esprit d'entraide et leur encouragement constant.

À tous ceux qui, de près ou de loin, ont participé à l'aboutissement de ce mémoire, je dis sincèrement : **merci.**

Table des matières

Introduction général	10
1 Technologies de récupération d'énergie	12
1.1 Introduction.....	12
1.2 Présentation technique de la station de dessalement de Béni Saf.....	12
1.2.1 Schéma général du procédé de dessalement.....	13
1.2.2 Rejet gravitaire et conduite d'évacuation.....	14
1.2.3 Relation entre conductivité et salinité.....	14
1.3 Rejets gravitaires et valorisation énergétique.....	15
1.4 Technologies de récupération d'énergie hydraulique.....	15
1.4.1 Technologies de récupération en régime sous pression (ligne RO).....	15
1.4.2 Technologies adaptées aux faibles hauteurs de chute et aux conduites gravitaires.....	16
1.4.3 Typologie des systèmes de récupération d'énergie hydraulique.....	18
1.5 Exemples internationaux de récupération d'énergie hydraulique.....	19
1.6 Objectifs environnementaux du projet.....	21
1.6.1 Réduction des émissions de CO ₂ par substitution énergétique.....	21
1.6.2 Valorisation énergétique des rejets hydrauliques.....	21
1.6.3 Réduction de l'impact écologique des rejets.....	21
1.6.4 Alignement avec les politiques climatiques et énergétiques.....	21
1.6.5 Réduction de l'empreinte énergétique de la station.....	21
1.7 Retour d'expérience sur des installations comparables.....	22
1.7.1 Typologies d'intégration dans les réseaux.....	22
1.7.2 Contraintes techniques rencontrées.....	23
1.7.3 Synthèse des enseignements techniques.....	23
1.7.4 Adaptation au cas de Béni Saf.....	24
1.8 Critères de sélection et intégration de la turbine.....	24
1.8.1 Justification du choix technologique.....	24
1.8.2 Contraintes d'intégration et implantation.....	25
1.8.3 Dimensionnement principal de la turbine Kaplan Bulbe.....	26
1.8.4 Simulation et intégration dans le modèle.....	28
1.8.5 Conclusion technique.....	29
1.9 Synthèse critique et positionnement de l'étude.....	29
1.9.1 Limites des approches existantes.....	29
1.9.2 Positionnement de l'étude.....	29
1.10 Conclusion.....	30
2 Modélisation et démarche d'optimisation du système de récupération	31
2.1 Introduction et objectifs de la méthodologie.....	31
2.2 Hypothèses et modélisation hydraulique des régimes.....	31
2.2.1 Hypothèses générales.....	32
2.2.2 Équation d'énergie généralisée.....	32
2.2.3 Conditions initiales amont.....	32
2.2.4 Régime en nappe libre.....	32
2.2.5 Régime pressurisé.....	33
2.2.6 Discrétisation numérique.....	33
2.3 Calcul des pertes de charge et hauteur de chute disponible.....	34
2.3.1 Modélisation des pertes de charge linéaires.....	34

2.3.2	Méthode de résolution itérative (Newton-Raphson).....	34
2.3.3	Calcul de la puissance hydraulique récupérable	35
2.4	Intégration de la turbine dans le modèle	35
2.4.1	Modélisation de la perte de charge locale	35
2.4.2	Mise en œuvre dans le modèle MATLAB	35
2.4.3	Calcul de la hauteur de chute disponible.....	36
2.4.4	Hypothèses spécifiques à la turbine	36
2.5	Optimisation de l'implantation de la turbine	36
2.5.1	Méthodologie multicritère.....	36
2.5.2	Score multicritère de performance.....	37
2.5.3	Position optimale et validation	37
2.6	Scénarios simulés.....	37
2.6.1	Plage de débits testés.....	37
2.6.2	Positions de la turbine évaluées.....	38
2.6.3	Cas extrêmes analysés	38
2.6.4	Simulation annuelle discrète	38
2.7	Scénarios simulés.....	38
2.7.1	Plage de débits simulés.....	38
2.7.2	Positions d'implantation testées	38
2.7.3	Variables calculées à chaque scénario.....	39
2.8	Limites du modèle.....	39
2.8.1	Hypothèses physiques simplificatrices.....	39
2.8.2	Modélisation des régimes d'écoulement	39
2.8.3	Paramètres physiques incertains.....	39
2.8.4	Limites numériques	39
2.8.5	Limites hors-modèle.....	39
2.9	Synthèse méthodologique	40
2.10	Conclusion.....	41
3	Résultats de simulation et évaluation des performances du système	42
3.1	Introduction.....	42
3.2	Paramètres et Configuration de la Simulation.....	43
3.3	Résultats de Simulation Hydraulique.....	43
3.3.1	Profil Hydraulique Simulé	44
3.3.2	Pertes de Charge Cumulées.....	45
3.3.3	Transitions entre Régimes d'Écoulement.....	47
3.3.4	Stabilité Hydraulique et Taux de Remplissage	48
3.4	Puissance Théorique Récupérable	50
3.4.1	Analyse des résultats	50
3.4.2	Impact des Transitions de Régime sur la Puissance Récupérable	51
3.4.3	Impact du Rendement Hydraulique sur l'Optimisation Énergétique.....	52
3.4.4	Positions optimales pour l'installation de la turbine	53
3.4.5	Conclusion intermédiaire	53
3.5	Production Annuelle d'Énergie	53
3.5.1	Distribution des Débits et Heures de Fonctionnement Annuelles	53
3.5.2	Production Annuelle d'Énergie par Position et Débit	54
3.5.3	Carte de Production d'Énergie selon Position et Débit	55
3.5.4	Énergie Annuelle le long de la Conduite.....	56
3.6	Analyse Multicritère et Sélection de la Position Optimale	57
3.6.1	Rendement Ajusté à la Position Optimale (950 m).....	59
3.6.2	Interprétation Globale et Critique des Résultats d'Optimisation.....	62
3.6.3	Interprétation Globale et Critique des Choix de Position Optimale	63
3.6.4	Conclusion et perspectives d'Optimisation	63
4	Analyse Économique et Environnementale du Projet Hydroélectrique	65
4.1	Introduction.....	65
4.1.1	Objectifs de l'Analyse Économique	65
4.1.2	Indicateurs Économiques Utilisés.....	65
4.2	Paramètres Économiques et Financiers du Projet	66

4.2.1	Contexte Économique Algérien.....	66
4.2.2	Structure des Coûts d'Investissement	66
4.2.3	Paramètres Financiers.....	66
4.3	Méthodologie d'Analyse Économique et Environnementale.....	67
4.3.1	Objectif de l'Analyse.....	67
4.3.2	Modélisation des Flux de Trésorerie.....	67
4.3.3	Calcul des Indicateurs Économiques	67
4.3.4	Méthode de Simulation de Monte Carlo	68
4.3.5	Schéma Résumé de la Méthodologie	69
4.4	Analyse des Résultats Économiques.....	70
4.4.1	Introduction à l'Analyse des Résultats Économiques	70
4.4.2	Comparaison des Différentes Positions de la Turbine.....	70
4.4.3	Visualisation Graphique des Résultats.....	71
4.4.4	Justification Technique et Économique de la Position Optimale.....	71
4.4.5	Synthèse des Résultats Financiers	72
4.4.6	Analyse Détaillée de la Position Optimale.....	72
4.4.7	Discussion sur la Performance de la Position 950 m	73
4.4.8	Conclusion Partielle	74
4.5	Analyse de Sensibilité Économique.....	74
4.5.1	Objectifs de l'Analyse	74
4.5.2	Paramètres Testés.....	75
4.5.3	Résultats Graphiques.....	75
4.5.4	Tableaux de Résultats Détaillés.....	77
4.5.5	Synthèse de l'Analyse	77
4.5.6	Discussion et interprétation.....	77
4.5.7	Conclusion de l'analyse de sensibilité	78
4.6	Analyse de Risques par Méthode Monte Carlo	78
4.6.1	Justification de l'approche probabiliste.....	78
4.6.2	Méthodologie adoptée	78
4.6.3	Résultats et interprétation.....	78
4.6.4	Probabilités de succès.....	80
4.6.5	Synthèse et recommandations	80
4.6.6	Considérations Environnementales et Socio-Économiques	81
4.6.7	Considérations Supplémentaires Spécifiques à l'Algérie	82
4.7	Conclusion.....	82

Conclusion Générale et Perspectives

83

Table des figures

1.1	Station de dessalement de Béni Saf BWC.....	12
1.2	procédé de dessalement.....	13
1.3	Schéma vertical simplifié du procédé de dessalement à la station de Béni Saf	13
1.4	Schéma simplifié du tracé de la conduite de rejet gravitaire de la station BWC	14
1.5	Illustrations des principales technologies de récupération d'énergie sous pression utilisées dans les systèmes RO	16
1.6	Les différents type de turbine adaptées aux faibles hauteurs de chute.....	17
1.7	Schéma simplifié du tracé de la conduite de rejet gravitaire de la station BWC	18
1.8	Schéma synthétique des initiatives internationales de récupération d'énergie hydraulique .	19
1.9	Exemples concrets de technologies de récupération d'énergie hydraulique.....	20
1.10	Carte synthétique des retours d'expérience inspirant le projet de Béni Saf	22
1.11	Processus de sélection de la turbine adaptée au contexte du projet de Béni Saf.....	25
1.12	Schéma d'intégration de la turbine Kaplan bulbe coaxial dans la conduite gravitaire.....	27
1.13	Effet de l'implantation de la turbine Kaplan Bulbe sur le profil hydraulique simulé.....	28
2.1	Processus de résolution numérique avec contrôle de convergence.....	35
2.2	Schéma d'implantation inline de la turbine Kaplan Bulbe coaxiale.....	36
2.3	Synthèse des étapes de la méthodologie de simulation et d'optimisation	40
3.1	Profil hydraulique simulé pour différents débits.....	44
3.2	Pertes de charge cumulées le long de la conduite pour différents débits.....	46
3.3	Score de stabilité hydraulique en fonction de la position de la turbine.....	48
3.4	Taux de remplissage moyen en fonction de la position (en haut) et carte de chaleur du taux de remplissage pour chaque position et débit (en bas).....	49
3.5	Puissance récupérable selon la position et le débit.....	50
3.6	Évolution de la position de la première transition en fonction du débit.....	51
3.7	Rendement hydraulique ajusté selon la position de la turbine.....	52
3.8	Distribution annuelle des débits simulés.....	54
3.9	Production annuelle d'énergie en fonction de la position de la turbine pour différents débits.....	55
3.10	Carte de production d'énergie en fonction de la position de la turbine et du débit.....	56
3.11	Énergie annuelle récupérable selon la position de la turbine le long de la conduite.....	57
3.12	Analyse multicritère des positions le long de la conduite.....	58
3.13	Rendement ajusté à la position optimale de 950 m pour les différents débits simulés.....	59
3.14	Puissance récupérable à la position optimale (950 m) en fonction du débit.....	60
3.15	Chute disponible à la position optimale (950 m) en fonction du débit.....	61
3.16	Distribution de l'énergie annuelle récupérable à la position optimale (950 m).....	61
4.1	Schéma résumé de la méthodologie adoptée pour l'analyse économique et environnemen- tale du projet.....	69
4.2	Comparaison des indicateurs économiques par position d'installation.....	71
4.3	Flux de trésorerie cumulé et production d'énergie par position	72
4.4	Indicateurs économiques clés pour la position optimale (950 m).....	73
4.5	Évolution des flux de trésorerie cumulatifs pour la position optimale (950 m).....	73
4.6	Comparaison de la production énergétique et du TRI selon la position (en haut), et évolution du flux de trésorerie cumulé pour la position optimale (950 m, en bas).....	74
4.7	Impact des paramètres économiques sur la Valeur Actuelle Nette (VAN)	75
4.8	Variation du Taux de Rentabilité Interne (TRI) en fonction des paramètres économiques.....	76

4.9	Impact du taux de subvention sur le TRI (%) et le délai de retour (années).....	76
4.10	Distribution de la VAN après l'analyse Monte Carlo.....	79
4.11	Distribution du TRI après l'analyse Monte Carlo.....	79
4.12	Corrélation entre la VAN et le TRI – analyse Monte Carlo.....	80
4.13	Bénéfices environnementaux annuels estimés	81

Liste des tableaux

1.1	Caractéristiques principales de la conduite de rejet de Béni Saf	14
1.2	Comparaison des principales technologies de récupération d'énergie sous pression dans les systèmes RO	16
1.3	Comparaison synthétique des principales technologies de récupération d'énergie hydraulique à faible chute	18
1.4	Résumé d'initiatives internationales de récupération d'énergie hydraulique	20
1.5	Contraintes techniques liées à l'intégration d'un système de récupération d'énergie	23
1.6	Comparaison technico-économique de différentes technologies de récupération d'énergie .	23
1.7	Comparaison multicritère de différentes technologies adaptées.....	24
1.8	Synthèse des contraintes d'intégration et des solutions retenues	26
1.9	Rendement global de la turbine selon le débit simulé	27
2.1	Rendement de la turbine Kaplan selon le débit.....	37
2.2	Répartition des débits simulés selon leur fréquence annuelle	38
3.1	Paramètres hydrauliques et géométriques de la conduite simulée.....	43
3.2	Profil hydraulique simulé pour un débit de 1.335 m ³ /s.....	44
3.3	Pertes de charge cumulées aux positions critiques pour différents débits.	46
3.4	Caractéristiques des transitions d'écoulement et impact sur l'optimisation de la turbine.	47
3.5	Positions optimales identifiées pour chaque débit avec la puissance récupérable correspondante.....	53
3.6	Répartition annuelle des débits simulés en termes de temps de fonctionnement	54
3.7	Top 5 des meilleures positions pour l'installation de la turbine, classées selon le score d'optimisation énergétique et hydraulique.	58
4.1	Structure détaillée des coûts d'investissement du projet.....	66
4.2	Paramètres financiers de l'analyse économique.....	66
4.3	Comparaison économique des différentes positions d'installation de la turbine	71
4.4	Sensibilité de la Valeur Actuelle Nette (VAN) aux paramètres clés	77
4.5	Sensibilité du Taux de Rentabilité Interne (TRI)	77
4.6	Sensibilité du Délai de Retour sur Investissement	77

Liste des abréviations

PX	Échangeur de pression (Pressure Exchanger)
PAT	Pompe utilisée comme turbine (Pump As Turbine)
PEHD	Polyéthylène Haute Densité
DN	Diamètre Nominal
SDR	Rapport dimensionnel normalisé (Standard Dimension Ratio)
BWC	Société des eaux de Béni Saf (Béni Saf Water Company)
VLH	Très basse chute (Very Low Head)
TRI	Taux de Rentabilité Interne
VAN	Valeur Actuelle Nette
LCOE	Coût actualisé de l'énergie (Levelized Cost of Energy)
OI/RO	Osmose Inverse
HPP	Pompe haute pression (High Pressure Pump)
ERD	Dispositif de récupération d'énergie (Energy Recovery Device)
DWEER	Récupérateur d'énergie à double échange de travail (Dual Work Exchange Energy Recovery)
MATLAB	environnement de calcul numérique (Matrix Laborator)
CO ₂	Dioxyde de carbone

Liste des grandeurs physiques

Q	Débit	m ³ /s
$Q_{\max}$	Débit maximal	m ³ /s
H	Hauteur de chute brute	m
H_n	Hauteur nette disponible	m
y	Hauteur d'eau (tirant d'eau)	m
v	Vitesse d'écoulement	m/s
g	Accélération gravitationnelle	m/s ²
D	Diamètre de la conduite	m
D_r	Diamètre du rotor	m
D_h	Diamètre du moyeu	m
Δh	Perte de charge	m
b	Largeur des pales	m
L	Longueur du bulb	m
n	Vitesse de rotation	tr/min ou rad/s
N_s	Nombre spécifique de la turbine	—
η	Rendement (hydraulique ou global)	—
P	Puissance hydraulique	W
ρ	Masse volumique de l'eau	kg/m ³
e	Épaisseur de paroi de la conduite	mm
k	Coefficient de perte locale	—
f	Coefficient de frottement de Darcy-Weisbach	—
k_{turb}	Coefficient de perte local de la turbine	—
R_h	Rayon hydraulique (A/P_m)	m
A	Aire mouillée (section hydraulique)	m ²
P_m	Périmètre mouillé	m
$m.s.n.m$	Mètre au-dessus du niveau de la mer	m

Introduction général

Contexte mondial et enjeux hydriques

La raréfaction des ressources en eau douce constitue l'un des défis majeurs du XXI^e siècle. Ce phénomène, alimenté par la croissance démographique, les changements climatiques, l'urbanisation rapide et la surexploitation agricole, touche particulièrement les pays du pourtour méditerranéen. En Algérie, les ressources renouvelables en eau sont estimées à moins de 500 m³/habitant/an, bien en deçà du seuil critique de 1000 m³/an défini par l'ONU[1].

Cette situation a conduit l'État à diversifier ses sources d'approvisionnement en eau potable. Parmi les solutions mises en œuvre, le dessalement de l'eau de mer s'impose comme une stratégie incontournable, notamment dans les zones côtières où la pression démographique est la plus forte [2].

Dessalement et rejets gravitaires : un potentiel inexploité

Si le dessalement constitue une solution technique efficace, il n'est pas exempt de défis, notamment en matière de consommation énergétique et de gestion des rejets. Une fois traitée, l'eau douce est acheminée vers les réseaux, tandis que la saumure concentrée est rejetée en mer, souvent par gravité, via une conduite inclinée.

Or, ces rejets gravitaires représentent une source d'énergie hydraulique potentiellement valorisable, aujourd'hui largement négligée. Ce type de flux, constant et à débit relativement élevé, peut en effet générer une puissance exploitable si l'on parvient à intégrer un dispositif de récupération adapté [3].

Observation sur site : le cas de la station BWC

C'est dans ce contexte que s'inscrit le présent projet, né d'un stage professionnel réalisé à la station de dessalement de Béni Saf BWC, située dans la wilaya d'Aïn Témouchent. Cette station, l'une des plus importantes du pays, rejette quotidiennement de grandes quantités de saumure par une conduite gravitaire de plus d'un kilomètre.

À la suite d'échanges techniques avec l'ingénieur de la station, une opportunité a été identifiée : l'absence de toute forme de valorisation énergétique sur cette conduite. L'idée d'installer une turbine à cet emplacement, afin de récupérer une partie de l'énergie cinétique et potentielle du flux rejeté, s'est progressivement imposée.

Problématique et orientation du projet

Cette observation de terrain a soulevé une problématique concrète et pertinente : est-il techniquement, économiquement et écologiquement viable d'exploiter l'énergie d'un rejet de saumure par la mise en place d'une micro-turbine hydraulique ?

Le projet vise à étudier cette possibilité, non pas de manière théorique, mais en se basant sur un cas réel, avec des données précises et un contexte opérationnel existant. Il s'agit d'un travail d'ingénierie appliquée, où les contraintes du terrain sont au cœur de la réflexion.

Méthodologie et approche adoptée

Pour répondre à cette problématique, une démarche structurée a été adoptée. Elle repose sur la modélisation hydraulique du système de rejet, en prenant en compte les caractéristiques géométriques, topographiques et hydrodynamiques spécifiques à la station BWC.

Un script de simulation a été développé sous MATLAB afin de calculer le profil d'écoulement selon différents débits et de localiser les zones de transition entre régimes d'écoulement. Une stratégie d'optimisation multicritère a ensuite permis d'identifier la position idéale pour l'implantation d'une turbine de type Kaplan. Enfin, une analyse économique et environnementale a été réalisée, en intégrant des scénarios tarifaires, les coûts d'investissement, les flux de trésorerie, et la réduction potentielle des émissions de CO₂.

Structure du mémoire

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres. Le premier présente le contexte technique de la station BWC ainsi qu'un état de l'art sur les technologies de récupération d'énergie, en mettant l'accent sur les turbines adaptées aux faibles chutes.

Le deuxième chapitre détaille la méthodologie de simulation hydraulique et la stratégie d'optimisation. Le troisième chapitre analyse les performances hydrauliques obtenues par simulation, en comparant plusieurs configurations. Le quatrième chapitre est consacré à l'analyse technico-économique et environnementale.

Chapitre 1

Technologies de récupération d'énergie

1.1 Introduction

L'exploitation de l'énergie hydraulique constitue un levier important pour améliorer l'efficacité énergétique dans les usines de traitement de l'eau, en particulier dans les stations de dessalement. Ces installations mobilisent d'importants volumes d'eau, acheminés par des conduites gravitaires ou sous pression, générant un potentiel hydraulique encore largement sous-exploité.

Ce chapitre vise à replacer la problématique spécifique de la station de dessalement de Béni Saf dans un cadre technique plus large, à travers une revue ciblée de l'état de l'art. Nous commençons par exposer les caractéristiques techniques de cette installation, ainsi que la nature des rejets saumâtres qu'elle produit. Ensuite, nous explorons différentes solutions technologiques destinées à valoriser l'énergie contenue dans des flux gravitaires de faible hauteur, telles que les turbines Kaplan et les turbines bulbes, en nous appuyant sur des recherches récentes et pertinentes[4].

Cette revue permet d'identifier les solutions les mieux adaptées aux contraintes hydrauliques, physico-chimiques et structurelles du site étudié. Une analyse comparative sera présentée à la fin du chapitre, afin de justifier objectivement la technologie la plus pertinente dans le contexte spécifique du projet. Cette réflexion constituera la base du développement méthodologique exposé dans le chapitre suivant.

Enfin, il est à noter que l'exploitation de l'énergie hydraulique dans les systèmes gravitaires représente une opportunité significative d'optimisation énergétique pour les infrastructures de dessalement[5].

1.2 Présentation technique de la station de dessalement de Béni Saf



FIGURE 1.1 – Station de dessalement de Béni Saf BWC.

La station de dessalement de Béni Saf, située à Aïn Témouchent, est l'une des plus grandes unités

de dessalement en Algérie. Mise en service en 2010, elle repose sur le procédé d'osmose inverse (OI), largement utilisé à l'échelle internationale pour la production d'eau potable à partir d'eau de mer[6]. Elle est conçue pour une capacité de production de 200 000 m³/jour.

1.2.1 Schéma général du procédé de dessalement

L'eau de mer est captée à travers un émissaire de grand diamètre (DN 2400 mm), puis soumise à des traitements physiques et chimiques en amont. Elle est ensuite pressurisée à travers des membranes d'osmose inverse réparties sur dix racks indépendants. Le taux de conversion moyen est de 45 %, ce qui implique qu'une grande partie de l'eau reste sous forme de saumure concentrée.

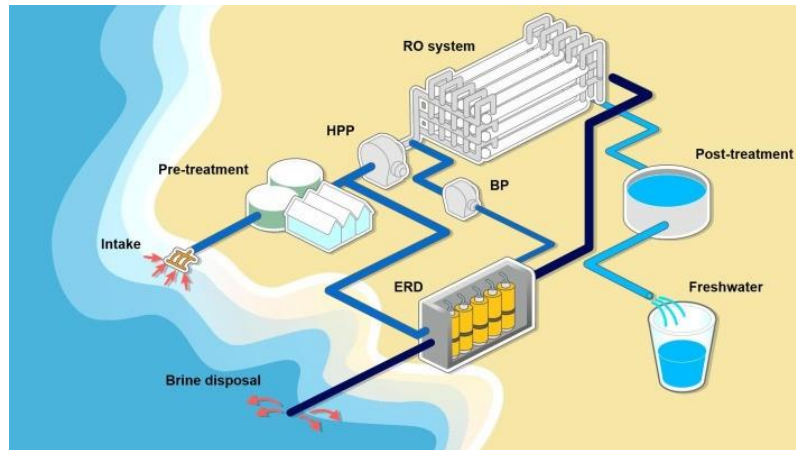
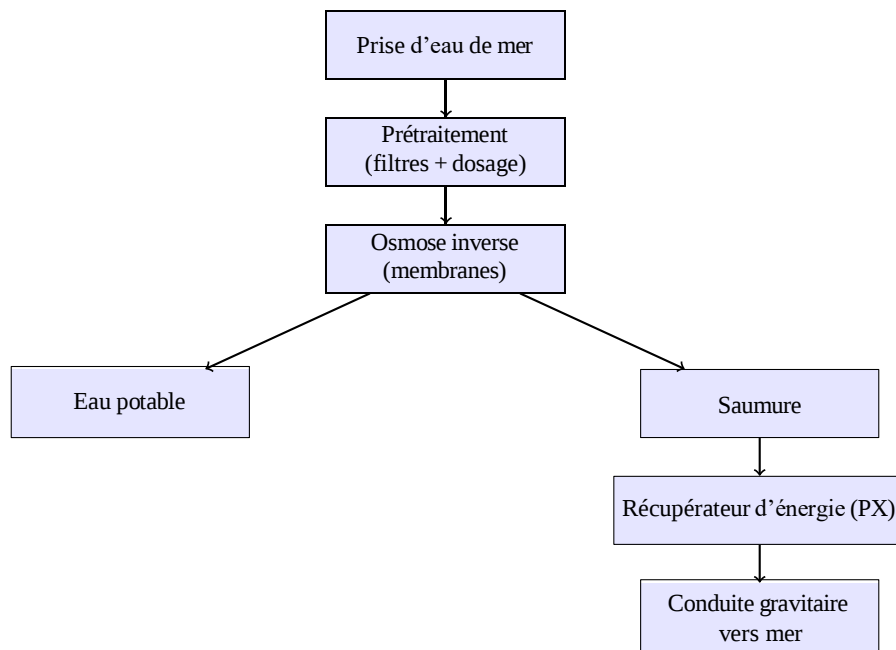


FIGURE 1.2 – procédé de dessalement.

La saumure générée présente une conductivité moyenne de 94 000 $\mu\text{S}/\text{cm}$, soit une salinité d'environ 52 g/L quand on fait appel aux relations empiriques entre la conductivité et la salinité [7], dépassant d'environ 67 % celle de l'eau de mer locale[8]. Une partie de l'énergie de pression est récupérée via des dispositifs de type PX (Pressure Exchanger), ce qui permet la récupération d'environ 95 % de l'énergie contenue dans la saumure sous pression[9].



Flux analysé dans ce mémoire

FIGURE 1.3 – Schéma vertical simplifié du procédé de dessalement à la station de Béni Saf

1.2.2 Rejet gravitaire et conduite d'évacuation

Après dépressurisation, la saumure est dirigée vers une conduite gravitaire de diamètre DN 1800 mm et 1500 m de longueur (750 m inclinés, 750 m horizontaux), d'une hauteur de 9.5 mètres. Il est possible de rejeter jusqu'à 9 600 m³/h de saumure par ce canal, répartis sur une dizaine de racks d'osmose inverse. La pression résiduelle mesurée à l'entrée de cette conduite est de l'ordre de 1 bar. À ce stade, aucune valorisation énergétique n'est réalisée, et l'énergie potentielle gravitaire du flux est entièrement dissipée dans le milieu marin.

Paramètre	Valeur
Débit de saumure	9 600 m ³ /h (2.67 m ³ /h)
Diamètre du tuyau	DN1800 mm
Pression résiduelle	1 bar (10)
Conductivité de la saumure	94 000 $\mu S/cm$
Salinité estimée	52 g/L
Longueur de l'émissaire	1500 m
Matériau	PEHD

TABLE 1.1 – Caractéristiques principales de la conduite de rejet de Béni Saf

Cette configuration présente un potentiel réel de récupération d'énergie, notamment par l'intégration d'une turbine à faible chute[10]. Ce point constitue le cœur de l'analyse technico-énergétique développée dans les chapitres suivants.

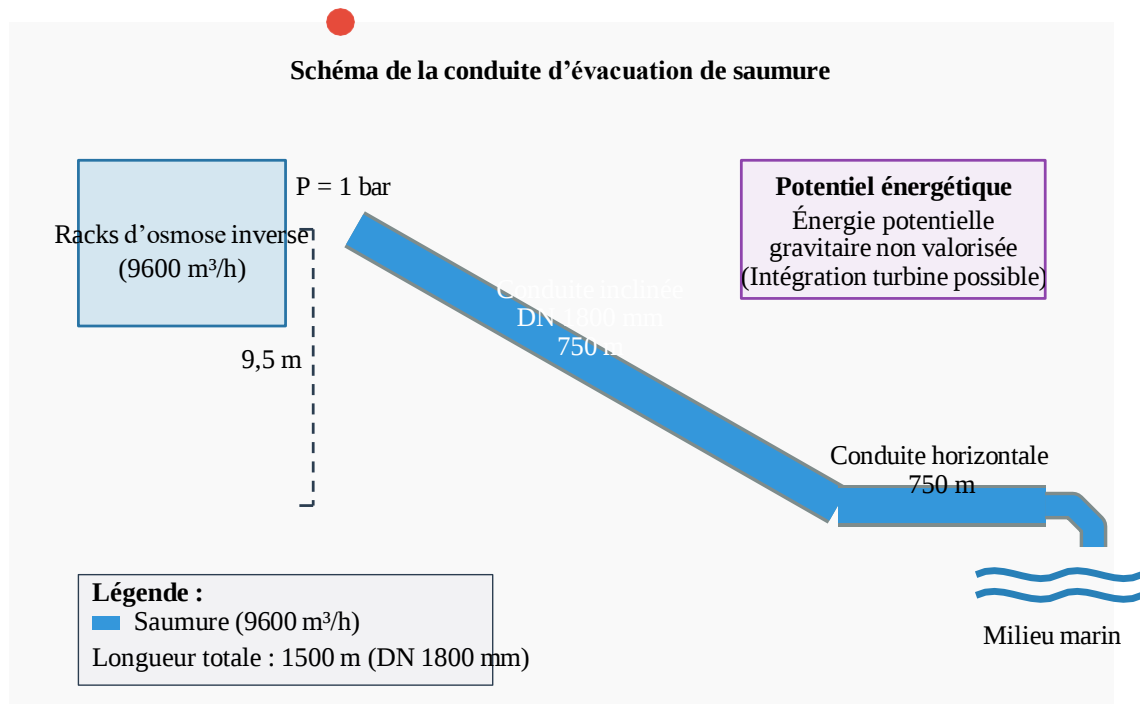


FIGURE 1.4 – Schéma simplifié du tracé de la conduite de rejet gravitaire de la station BWC

1.2.3 Relation entre conductivité et salinité

La concentration en ions dissous de l'eau est directement liée à sa conductivité électrique. Pour l'eau de mer et les saumures modérées, une estimation empirique est souvent acceptée :

$$\text{Salinité (g/L)} \approx \frac{\text{Conductivité}(\mu S/cm)}{1800}$$

Par conséquent, la conductivité relevée de 94 000 $\mu\text{S}/\text{cm}$ reflète une salinité approximative de 52,2 g/L[7]. L'importance de stratégies d'atténuation environnementale, comme la récupération de l'énergie résiduelle avant le rejet en mer, est accentuée par cette importante concentration saline.

La description technique de la station de dessalement de Béni Saf permet de mieux comprendre le contexte hydraulique dans lequel s'inscrit ce travail. En particulier, la configuration de la conduite d'évacuation gravitaire met en évidence un potentiel énergétique encore inexploité. C'est sur cette base que la section suivante examine les possibilités de valorisation énergétique offertes par ce type de flux, en s'appuyant sur des retours d'expérience et des solutions technologiques existantes.

1.3 Rejets gravitaires et valorisation énergétique

Dans de nombreuses installations hydrauliques, les écoulements gravitaires issus de conduites ou d'ouvrages de rejet représentent une source d'énergie encore peu exploitée. Ce potentiel est particulièrement présent dans les infrastructures de traitement de l'eau, où les fluides sont déplacés sous l'effet de la gravité sur des hauteurs parfois significatives, sans récupération énergétique à la sortie.

Dans le cas de la station de dessalement de Béni Saf, la conduite d'évacuation de la saumure possède des caractéristiques hydrauliques intéressantes : un diamètre important (DN 1800 mm), une longueur de plusieurs centaines de mètres, une pente naturelle, et un débit pouvant atteindre près de 10 000 m^3/h . Cette configuration induit une énergie potentielle qui, faute d'aménagement spécifique, est aujourd'hui dissipée directement dans l'environnement marin.

Plusieurs études ont démontré qu'il est possible de récupérer cette énergie par l'installation de micro-turbines ou de systèmes hydrauliques adaptés, en particulier pour des hauteurs de chute faibles à modérées [11]. Les turbines Kaplan, hélicoïdales ou bulbes sont souvent utilisées dans ce contexte, pour leur capacité à fonctionner efficacement sous de faibles pressions tout en maintenant un bon rendement.

La valorisation énergétique des rejets gravitaires constitue ainsi une opportunité double : améliorer le bilan énergétique global de l'installation, tout en réduisant son empreinte environnementale. Cette approche est d'autant plus pertinente dans des contextes où les coûts énergétiques sont élevés ou l'alimentation électrique peu fiable.

Ce potentiel, bien que techniquement accessible, suppose une sélection rigoureuse de technologies adaptées aux faibles hauteurs de chute. Cette question sera explorée dans la section suivante.

1.4 Technologies de récupération d'énergie hydraulique

La valorisation de l'énergie résiduelle dans les écoulements hydrauliques a connu un essor significatif avec le développement de micro, spécialement conçues pour fonctionner sous de faibles hauteurs de chute et des débits variables. Ces technologies permettent d'exploiter efficacement l'énergie contenue dans divers types de réseaux : eau potable, rejets industriels, ou conduites gravitaires de petite à moyenne envergure.

Le choix de la technologie repose sur plusieurs critères déterminants, notamment le régime d'écoulement (libre ou sous pression), la configuration géométrique de l'installation, et les caractéristiques hydrauliques telles que le débit ou la pression disponible [12].

Cette section propose une classification fonctionnelle des principales solutions technologiques existantes, en mettant l'accent sur celles compatibles avec les conduites de grand diamètre utilisées pour le transport gravitaire de fluides, comme dans le cas étudié dans ce mémoire.

1.4.1 Technologies de récupération en régime sous pression (ligne RO)

Dans les systèmes de dessalement par osmose inverse (RO), une part significative de l'énergie de pompage est perdue sous forme de pression dans le rejet de saumure. Afin d'améliorer le rendement global du procédé, plusieurs dispositifs de récupération d'énergie ont été développés, spécifiquement conçus pour les régimes hydrauliques sous pression.

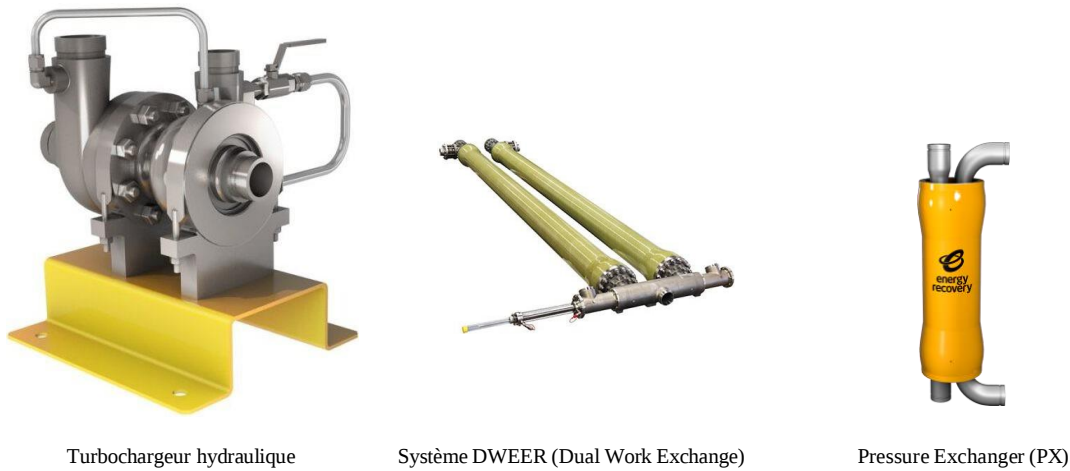


FIGURE 1.5 – Illustrations des principales technologies de récupération d'énergie sous pression utilisées dans les systèmes RO

Les principales technologies utilisées sont :

- **PX (Pressure Exchanger)** : transfert direct de pression via un rotor rotatif.
- **DWEER** : échange indirect à l'aide d'accumulateurs et de vannes.
- **Turbochargeurs** : turbines couplées à des pompes basse pression.

Le tableau 1.2 résume les caractéristiques comparatives de ces dispositifs en termes de principe de fonctionnement, rendement énergétique et contraintes d'intégration.

Technologie	Principe	Rendement	Avantages / Inconvénients
PX (Pressure Exchanger)	Transfert direct de pression via un rotor cylindrique	> 95%	Très haut rendement, faible encombrement, fiable
DWEER	Échange indirect par accumulateurs et vannes	90–93%	Fiable, robuste, mais coûteux et encombrant
Turbochargeur	Récupération par turbine couplée à une pompe	60–80%	Moins cher, plus simple, rendement plus faible

TABLE 1.2 – Comparaison des principales technologies de récupération d'énergie sous pression dans les systèmes RO

Ces technologies sont aujourd'hui considérées comme des standards industriels dans les usines de dessalement de grande capacité. Toutefois, leur application reste restreinte aux circuits haute pression, et ne concerne pas les rejets gravitaires faiblement pressurisés, tels que celui étudié dans le cadre de ce mémoire.

1.4.2 Technologies adaptées aux faibles hauteurs de chute et aux conduites gravitaires

La récupération d'énergie en hydraulique à faible chute (<10 m) représente une opportunité technique et économique viable dans les contextes où l'installation de turbines conventionnelles est impossible. Ces faibles hauteurs peuvent concerner soit des ouvrages ouverts (seuils, petits barrages, canaux), soit des conduites fermées fonctionnant en régime gravitaire — comme c'est le cas du projet étudié à Béni Saf.

Turbines pour chutes libres naturelles

Plusieurs technologies ont été développées pour exploiter des hauteurs très basses, souvent inférieures à 5 mètres, dans des milieux ouverts :

- **Turbines VLH (Very Low Head)** : adaptées aux seuils et biefs, elles offrent un rendement supérieur à 85 % [13], mais nécessitent un génie civil conséquent.
- **Turbines à vortex** : idéales pour des chutes très faibles (0,7–1,5 m), elles présentent un bon comportement écologique mais un rendement limité (50–55 %) [14].
- **HPM (Hydrostatic Pressure Machine)** : conçue pour les ultra-basses chutes (<2 m), avec une efficacité d'environ 60 %.
- **Turbines Girard et hydrocinétiques** : utilisées en irrigation ou en rivières, elles sont simples à installer mais limitées en puissance.

Turbines pour conduites gravitaires

Dans le cas spécifique de conduites inclinées de grande section, fonctionnant sans pression mais en régime gravitaire, certaines technologies sont plus adaptées :

- **Turbines Kaplan bulbe** : très utilisées dans les canalisations, elles offrent un haut rendement (>90 %) et une bonne compacité, avec une configuration coaxiale possible [15].
- **Turbine Mariucci** : à haut rendement (90 %), peu encombrante, et compatible avec les conduites partiellement remplies [16].
- **Turbine Cross-flow (Banki)** : simple, robuste, adaptée aux petits débits intermittents (1–10 m), rendement de 75–80 % [17].

Technologies mixtes ou alternatives

Certaines technologies peuvent être envisagées dans des cas spécifiques, bien qu'elles soient moins adaptées aux configurations comme celle de Béni Saf :

- **Turbine Kaplan classique** : adaptée aux chutes de 2 à 10 m, mais nécessite un génie civil plus lourd.
- **Turbine Francis** : efficace pour les chutes moyennes (5–30 m), mais peu compatible avec les conduites partiellement remplies.
- **PAT (Pump as Turbine)** : utilisées principalement dans les réseaux sous pression ; économiques mais inefficaces en conduite gravitaire ouverte [18].

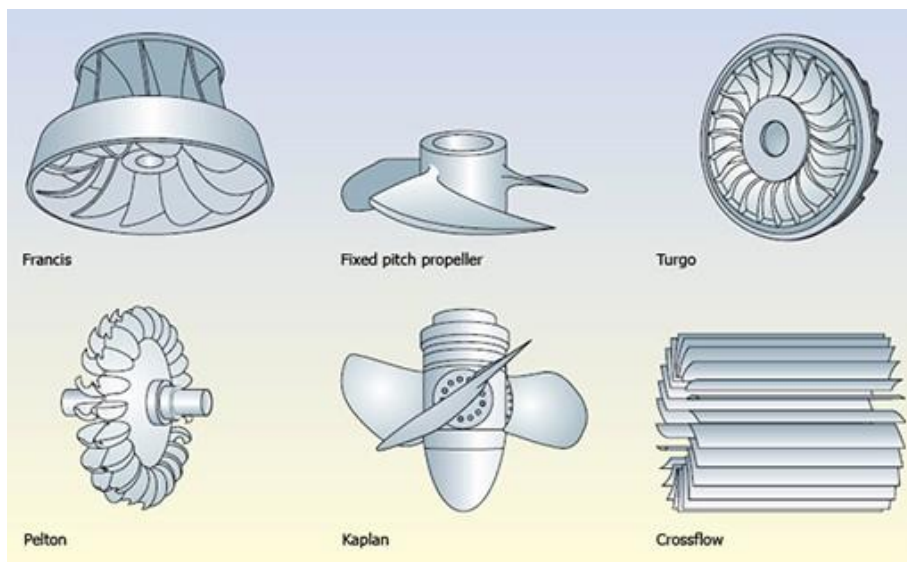


FIGURE 1.6 – Les différents types de turbine adaptés aux faibles hauteurs de chute.

Technologie	H min (m)	Q min (m ³ /s)	Rendement (%)	Encombrement	Application type
PAT	>10	0.1	60–80	Très faible	Réseaux sous pression
Vortex	0.7	0.05	50–55	Faible	Canaux ouverts, STEP
Cross-flow	1.0	0.1	75–80	Modéré	Conduites, rivières
Kaplan (standard)	2.5	0.5	85–90	Élevé	Chutes moyennes
VLH	1.5	3.0	>85	Élevé	Seuils, petits barrages
Kaplan Bulbe	3.0	1.0	85–90	Modéré	Conduites gravitaires
Mariucci	2.0	0.2	90	Faible	Conduites partiellement remplies

TABLE 1.3 – Comparaison synthétique des principales technologies de récupération d'énergie hydraulique à faible chute

Compte tenu des contraintes géométriques et hydrauliques de la station de Béni Saf, les turbines à axe horizontal (Kaplan Bulbe, Mariucci) apparaissent comme les plus pertinentes. Leur capacité à s'adapter à une conduite de grand diamètre, avec un débit relativement stable, en fait des candidates idéales pour une intégration directe sans by-pass complexe.

Avant de passer en revue les exemples d'intégration réussie, il est judicieux de classer ces systèmes par catégories technologiques en fonction de leur mode d'opération, leur éventail de fonctionnement hydraulique et leur adéquation avec les infrastructures déjà en place. La section suivante fournit donc une classification organisée des technologies de récupération d'énergie hydraulique.

1.4.3 Typologie des systèmes de récupération d'énergie hydraulique

Les dispositifs de récupération d'énergie hydraulique (ERH) peuvent être classés selon la forme d'énergie qu'ils exploitent : pression résiduelle, énergie cinétique, ou énergie potentielle gravitaire. Chacune de ces formes correspond à un ensemble de technologies spécifiques, développées pour répondre à des contraintes hydrauliques et d'intégration précises. Le schéma suivant présente une typologie visuelle des correspondances entre formes d'énergie et familles de solutions.

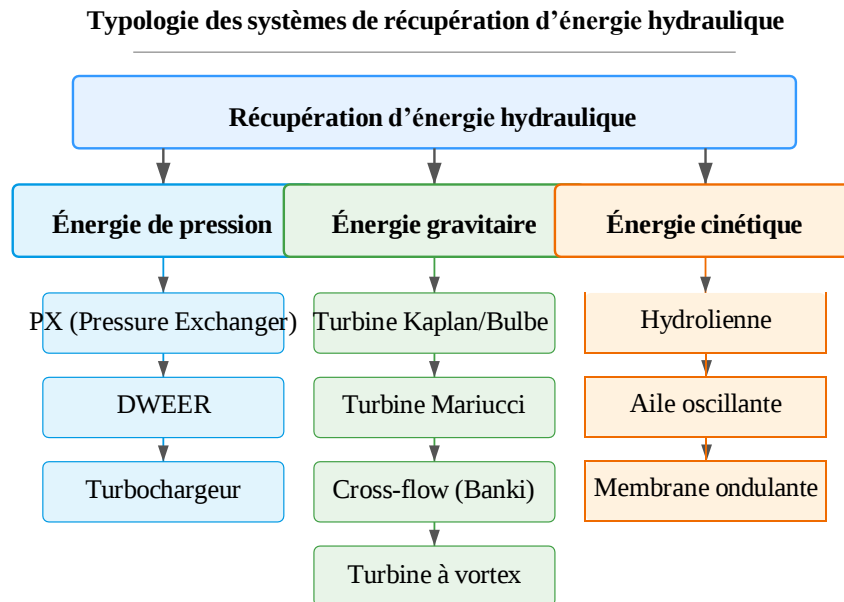


Figure : Classification des technologies de récupération d'énergie hydraulique selon le type d'énergie exploitée

FIGURE 1.7 – Schéma simplifié du tracé de la conduite de rejet gravitaire de la station BWC

Synthèse comparative des solutions

- Les systèmes isobariques, tels que le **Pressure Exchanger (PX)**, offrent les meilleurs rendements énergétiques (>95 %), mais restent limités aux circuits en pression.
- Les turbines à **vortex** ou de type **Mariucci** sont plus adaptées aux très faibles hauteurs de chute, avec des configurations simples et un coût d'intégration réduit.
- Les systèmes à haute pression comme les **HPP-ERD** présentent une puissance élevée mais sont sensibles à la variabilité du régime hydraulique et aux conditions de fonctionnement.

Points techniques à surveiller

L'intégration de systèmes de récupération d'énergie hydraulique dans une infrastructure existante implique plusieurs contraintes techniques qu'il convient d'anticiper :

- Le **rendement réel** dépend fortement du régime d'écoulement (laminaire ou turbulent), du taux de charge, et des pertes de charge localisées.
- Les phénomènes d'**encrassement biologique** et de **colmatage mécanique** peuvent réduire l'efficacité à long terme, en particulier dans les conduites transportant de la saumure concentrée.
- L'**accessibilité pour la maintenance** est un facteur critique, notamment pour les installations souterraines, immergées, ou exposées à des environnements agressifs.

Cette typologie et ces considérations techniques permettent d'affiner la sélection des technologies dans des projets complexes comme celui de Béni Saf, où la nature gravitaire du rejet, l'environnement marin, et les contraintes géométriques orientent vers des solutions spécifiques à faible chute et faible encombrement.

1.5 Exemples internationaux de récupération d'énergie hydraulique

De nombreuses démarches ont été menées dans plusieurs pays pour récupérer de l'énergie hydraulique à partir de réseaux gravitaires ou d'émissaires de dessalement. Ces expériences à l'échelle internationale constituent des modèles importants pour l'implémentation de solutions analogues dans le contexte algérien.

Arabie Saoudite

En Arabie Saoudite, un pays très dépendant du dessalement, divers tests pilotes ont été menés pour exploiter l'énergie résiduelle des tuyaux d'émissaire de saumure.

les turbines à très faible chute (VLH) ont été étudiées en fonction de leur potentiel d'intégration dans des bassins de rejet gravitaire avec une hauteur de chute limitée, généralement entre 1 et 3 mètres. Avec leur structure compacte et leur opération à vitesse réduite, elles favorisent la récupération d'énergie tout en minimisant l'impact hydraulique, surtout dans les installations déjà en place [19].

Toutefois, l'usage de turbines VLH dans un milieu marin ou saumâtre pose plusieurs enjeux techniques. Parmi les principales contraintes, on note l'accélération de la corrosion des éléments submergés, le bio-fouling et les restrictions d'accès pour l'entretien, en particulier dans les conduites immergées ou à haute salinité [20]. À l'heure actuelle, ces facteurs limitent la mise en œuvre de ces technologies dans les stations côtières de dessalement.

Ces contraintes soulignent la nécessité d'examiner des options plus appropriées pour les rejets hautement salins, telles que les turbines Kaplan bulbe encapsulées en conduite.

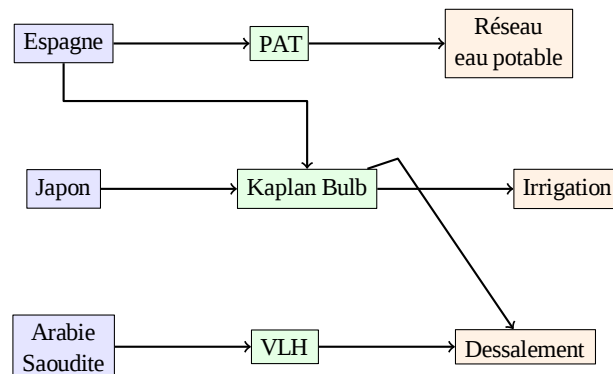


FIGURE 1.8 – Schéma synthétique des initiatives internationales de récupération d'énergie hydraulique

Espagne

En Espagne, l'exploitation de l'énergie hydraulique est largement mise en œuvre dans les systèmes de distribution d'eau potable. Des dispositifs de PAT (Pumps As Turbines) ont été mis en place pour remplacer les vannes de réduction de pression (PRVs) [18]. Ces initiatives ont favorisé une production d'énergie sur place tout en préservant l'équilibre hydraulique du réseau.

De plus, des systèmes de récupération sur les rejets gravitaires des installations de dessalement sont en cours d'expérimentation, notamment via l'utilisation de turbines Kaplan compactes conçues pour les hauteurs limitées disponibles. Des recherches récentes corroborent leur importance pour des usages dans les conduites de rejet partiellement remplies, en se basant sur l'équilibre énergétique local et la simplicité d'installation [21].

Japon

Au Japon, l'exploitation énergétique des petites chutes d'eau dans les systèmes d'irrigation a connu une croissance significative. Des turbines de faible puissance Kaplan Bulb ont été mises en place pour tirer parti des hauteurs de chute d'environ 3 à 5 mètres [22].

Ces initiatives illustrent la possibilité technique de la récupération d'énergie dans des conditions hydrauliques très comparables à celles repérées à Béni Saf.

Pays	Type d'installation	Technologie utilisée	Commentaires
Espagne	Réseau d'eau potable	PAT	Substitution des PRVs, rentabilité rapide
Espagne	Rejets de dessalement	Kaplan compactes	Projets pilotes en cours
Japon	Réseaux d'irrigation	Kaplan Bulb	Faibles chutes, débits modérés
Arabie Saoudite	Rejets de dessalement	VLH turbines	Tests pilotes sur saumures

TABLE 1.4 – Résumé d'initiatives internationales de récupération d'énergie hydraulique

Ces expériences démontrent la faisabilité et la rentabilité de la récupération d'énergie hydraulique même dans des contextes hydrauliques complexes. Elles confirment la pertinence d'envisager une solution similaire sur la station de dessalement de Béni Saf



FIGURE 1.9 – Exemples concrets de technologies de récupération d'énergie hydraulique.

Ces retours d'expérience soulignent l'intérêt croissant pour la valorisation énergétique même dans des configurations complexes. Dans le cas de la station de dessalement de Béni Saf, où l'émissaire gravitaire maintient un débit constant et une pente modérée, l'insertion d'une turbine adaptée — telle qu'une Kaplan bulbe ou une Mariucci — s'inscrit dans la continuité de ces démarches innovantes.

1.6 Objectifs environnementaux du projet

La station de dessalement de Béni Saf, essentielle à l'approvisionnement en eau potable de la région, engendre également un impact environnemental non négligeable, notamment à travers le rejet de saumure concentrée dans le milieu marin. Ces rejets à haute salinité, combinés à l'usage d'additifs chimiques, peuvent perturber les écosystèmes côtiers sensibles [23].

Dans ce contexte, le projet de valorisation énergétique vise une double finalité : accroître l'efficacité globale de la station tout en réduisant son empreinte écologique. Les sous-sections suivantes détaillent les retombées environnementales positives attendues.

1.6.1 Réduction des émissions de CO₂ par substitution énergétique

La récupération de l'énergie hydraulique gravitaire permet de générer une électricité renouvelable sur site. Selon les estimations, la turbine Kaplan bulbe envisagée pourrait produire jusqu'à 1 500 MWh par an, avec une puissance nominale de 180 kW.

En considérant un facteur d'émission moyen de 0,45 kg CO₂/kWh, cette production permettrait d'éviter environ 675 tonnes d'émissions de CO₂ chaque année [24]. Cette réduction s'inscrit pleinement dans les objectifs climatiques de l'Algérie.

1.6.2 Valorisation énergétique des rejets hydrauliques

Actuellement, le flux gravitaire de saumure est entièrement dissipé en mer sans valorisation. Pourtant, ce courant présente un potentiel hydraulique stable à pression atmosphérique, techniquement récupérable par une turbine immergée.

L'intégration d'un tel système transforme un rejet passif en ressource énergétique active, suivant une approche systématique d'efficacité énergétique. Des projets comparables ont démontré leur pertinence dans les réseaux industriels européens et nord-africains [4].

1.6.3 Réduction de l'impact écologique des rejets

La sortie d'émissaire crée une turbulence locale et une dilution parfois inefficace de la saumure, provoquant un risque d'érosion du fond marin et de concentration excessive en sel.

L'installation d'une turbine en aval diminue la vitesse d'éjection, ce qui atténue ces effets négatifs. Cette régulation hydraulique améliore la dispersion de la saumure, réduisant ainsi son impact sur les habitats marins sensibles [4].

1.6.4 Alignement avec les politiques climatiques et énergétiques

Le projet contribue aux objectifs de diversification énergétique, portés par la stratégie nationale algérienne. Il valorise une ressource hydraulique existante, sans infrastructure lourde supplémentaire, ce qui en fait un levier local efficace.

Il s'inscrit dans les engagements de l'Algérie dans le cadre de l'Accord de Paris, et aligne ses impacts sur les Objectifs de Développement Durable (ODD), notamment l'ODD 7 « Énergie propre » et l'ODD 13 « Action pour le climat » [25].

1.6.5 Réduction de l'empreinte énergétique de la station

La station de Béni Saf consomme une quantité importante d'énergie pour l'osmose inverse et le traitement membranaire. L'électricité produite par la récupération d'énergie peut couvrir partiellement les besoins auxiliaires (automates, vannes, éclairage, contrôle).

Avec une génération estimée à 1 500 MWh/an, cette solution contribue à réduire la dépendance externe, à renforcer la résilience opérationnelle du site, et à maîtriser les coûts d'exploitation à long terme.

En synthèse, cette stratégie de valorisation énergétique allie réduction des impacts marins, amélioration de l'efficacité énergétique, et cohérence avec les objectifs climatiques globaux. Elle illustre une approche intégrée adaptée aux infrastructures de dessalement modernes, et constitue un socle pertinent pour l'étude méthodologique présentée dans le chapitre suivant.

Les cas internationaux examinés plus tôt illustrent le potentiel technique et énergétique des systèmes de récupération d'énergie dans divers contextes. Pour mieux évaluer leur viabilité opérationnelle, il est judicieux d'étudier maintenant des retours d'expérience clés, issus de mises en œuvre concrètes, notamment dans un contexte gravitaire, salin ou restrictif.

1.7 Retour d'expérience sur des installations comparables

Au-delà des publications scientifiques et des démonstrateurs pilotes, l'intégration de la récupération d'énergie hydraulique dans les infrastructures opérationnelles se généralise, notamment pour répondre à des objectifs de réduction de l'empreinte énergétique et d'optimisation des équipements existants. De nombreux gestionnaires de réseaux — eau potable, irrigation, ou stations d'épuration — ont adopté des dispositifs tels que les turbines compactes ou les systèmes de type PAT (Pump as Turbine), avec des délais de retour sur investissement généralement inférieurs à sept ans.

Des retours d'expérience documentés en Europe (France, Espagne, Italie), en Asie (Japon) et au Moyen-Orient confirment la faisabilité technique et économique de ces systèmes, même dans des contextes hydrauliques complexes. Ces installations ont démontré l'efficacité de solutions comme les turbines Kaplan, les PAT ou les VLH dans des environnements contraints : conduites partiellement immergées, configurations très comprimées, ou encore conditions de forte salinité [26].

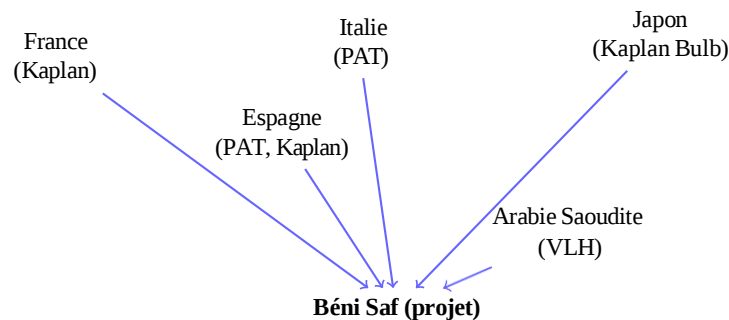


FIGURE 1.10 – Carte synthétique des retours d'expérience inspirant le projet de Béni Saf

L'ensemble de ces expériences souligne l'importance d'une démarche contextuelle, fondée sur une évaluation fine du profil hydraulique et des objectifs énergétiques locaux. Le présent projet s'inscrit pleinement dans cette logique, en appliquant ces principes à un cas concret de rejet gravitaire de saumure. Celui-ci se caractérise par une conduite inclinée, submergée, en régime libre, avec une pente modérée — autant de conditions qui orientent le choix technologique vers des solutions adaptées, robustes, et économiquement viables.

1.7.1 Typologies d'intégration dans les réseaux

L'intégration de systèmes de récupération d'énergie dans les infrastructures hydrauliques n'est plus perçue comme un simple levier passif d'optimisation. Les approches récentes privilégient des configurations dites intelligentes, dans lesquelles les dispositifs de récupération (turbine, générateur, régulation) participent activement à la gestion énergétique globale du site, en particulier dans les réseaux dits *smart water grids* [4].

Dans le cas d'une station de dessalement comme celle de Béni Saf, cette logique ouvre la voie à une adaptation dynamique de la production d'énergie selon les besoins des unités d'osmose inverse. Cela permettrait, par exemple, de synchroniser la récupération d'énergie avec les cycles de production ou les horaires creux.

Par ailleurs, des outils de modélisation multiphysique, tels que les couplages hydraulique-électrique développés par **W. Shi et al** [27], permettent de simuler conjointement le comportement dynamique de la turbine, du générateur et du système de commande. Ces approches s'appuient généralement sur des environnements de simulation intégrés comme MATLAB/Simulink, COMSOL Multiphysics ou PSIM, et permettent une conception fine tenant compte des fluctuations saisonnières du débit et des régimes transitoires.

Ces perspectives d'intégration s'inscrivent dans une démarche plus large de résilience énergétique et d'alignement avec les objectifs de transition bas-carbone à l'échelle régionale.

1.7.2 Contraintes techniques rencontrées

Plusieurs contraintes spécifiques doivent être prises en compte dans la conception d'un système de récupération d'énergie hydraulique pour une conduite gravitaire immergée, comme celle de Béni Saf. Le tableau 1.5 résume les principaux facteurs à considérer.

Paramètre	Description
Hauteur nette disponible	Chute géodésique maximale de 9,5 m (0,95 bar) déterminant la puissance turbinable.
Débit	Débit nominal de 2,67 m ³ /s (correspondant à 10 unités RO de 960 m ³ /h chacune).
Matériaux résistants	Environnement saumâtre nécessitant des matériaux anticorrosion (inox duplex, composites, revêtements céramiques).
Immersion minimale	Positionnement de la turbine à 1,5–2,5 m sous la ligne d'eau pour éviter les vortex.
Accessibilité	Prévoir une structure modulaire avec trappe ou chambre pour la maintenance des composants mobiles.
Rendement global	Optimisation hydraulique (forme de conduite, vitesse spécifique) et électrique (générateur, convertisseur de fréquence).

TABLE 1.5 – Contraintes techniques liées à l'intégration d'un système de récupération d'énergie

Cette synthèse met en évidence les conditions clés à respecter pour garantir une intégration fiable et performante du système dans le contexte de Béni Saf.

1.7.3 Synthèse des enseignements techniques

Les systèmes de récupération d'énergie hydraulique présentent une diversité de profils technico-économiques. Le tableau 1.6 synthétise les principaux enseignements issus de projets réels et études de cas.

Technologie	Rendement typique	Coût indicatif	Particularités
PAT (Pump as Turbine)	50–70 %	< 1000 €/kW	Simple, économique, faible maintenance
Turbine vortex	45–55 %	Faible	Écologique, adaptée aux très faibles chutes
Kaplan bulbe	85–90 %	Élevé	Bon rendement à débit stable, compatible conduite gravitaire
Turbine VLH	>85 %	Élevé	Faible vitesse, fonctionnement silencieux, insertion complexe
Turbine Mariucci	Jusqu'à 90 %	1300 €/kW	Compacte, compatible conduites partiellement remplies

TABLE 1.6 – Comparaison technico-économique de différentes technologies de récupération d'énergie

Au-delà des performances et des coûts, d'autres critères déterminants incluent la simplicité d'entretien, la résistance à l'encrassement, l'impact environnemental (niveau sonore, perturbation du débit), ainsi que la compatibilité avec les contraintes du site (salinité, immersion partielle, régime gravitaire).

Dans les installations de dessalement, ces facteurs orientent souvent le choix vers des turbines compactes à axe horizontal ou coaxial, capables de s'adapter à un environnement immergé et à une géométrie de conduite contraignante [28].

1.7.4 Adaptation au cas de Béni Saf

Les enseignements tirés des installations précédentes permettent d'identifier les technologies les plus pertinentes pour le contexte hydraulique de la station de dessalement de Béni Saf.

La configuration locale présente plusieurs caractéristiques favorables à la mise en place d'un système de récupération d'énergie :

- **Émissaire gravitaire submergé**, avec une pente fixe et un débit relativement constant ($Q = 2,67 \text{ m}^3/\text{s}$).
- **Chute géodésique exploitable** d'environ 9,5 mètres, offrant une pression utile suffisante pour turbiner.
- **Salinité élevée** et environnement corrosif, justifiant l'utilisation de matériaux spécialisés (inox duplex, composites).
- **Géométrie de conduite fermée**, inclinée, accessible uniquement en partie — nécessitant un dispositif compact et inline.

Sur la base de ces critères, les solutions classiques comme les turbines à axe vertical ou les systèmes à flux libre sont peu compatibles. À l'inverse, les turbines Kaplan bulbe, déjà éprouvées dans des conduites gravitaires à faible hauteur de chute, ou certaines variantes coaxiales compactes comme la turbine Mariucci, se distinguent par leur capacité à fonctionner en régime immergé partiel, avec un bon rendement et une installation simplifiée.

Ainsi, le projet développé à Béni Saf vise à transposer ces approches en les adaptant à la géométrie réelle de la conduite, aux contraintes de maintenance, et à la stabilité du flux, tout en respectant les objectifs d'efficacité énergétique fixés à l'échelle nationale et locale.

1.8 Critères de sélection et intégration de la turbine

1.8.1 Justification du choix technologique

La sélection d'une turbine pour la récupération d'énergie dans une conduite gravitaire nécessite une analyse multicritère rigoureuse. Le choix doit intégrer les contraintes du site, les régimes d'écoulement observés, les performances attendues et les capacités d'intégration physique de l'équipement.

Le cas de Béni Saf se distingue par les caractéristiques suivantes :

- Conduite inclinée DN1800 en PEHD, de diamètre intérieur $D_i \approx 1661,5 \text{ mm}$, non immergée, située sur un site côtier ;
- Chute nette disponible de 9,5 m sur la longueur d'évacuation ;
- Débit variable de 0,267 à 2,67 m^3/s selon le nombre de racks RO en fonctionnement ;
- Régime d'écoulement **non uniforme**, comportant des **transitions locales** entre écoulement libre et partiellement pressurisé.

Ces conditions excluent plusieurs technologies classiques. Le tableau 1.7 présente une comparaison synthétique fondée sur des critères hydrauliques, d'intégration, de maintenance et de coût.

Technologie	Rendement	Compatibilité écoulement	Intégration inline	Maintenance	Coût estimé
PAT (Pump as Turbine)	50–70 %	(pression requise)			Faible [29]
Vortex / Cross-flow	55–65 %	(débit faible, libre)			Moyen [19]
VLH	>85 %	(canal libre stable)	(nécessite génie civil)		Élevé [19]
Mariucci	85–90 %	(partiellement rempli)	(coaxial compact)		Moyen [16]
Kaplan Bulbe	82–90 %	(transitions tolérées)	(coaxial)		Élevé [15]

TABLE 1.7 – Comparaison multicritère de différentes technologies adaptées

État transitoire du régime hydraulique

Les observations sur site et les simulations numériques indiquent que la conduite ne reste pas en régime uniforme sur toute sa longueur. Des phases de transition (ex. : zones de surpression temporaire ou vague de remplissage) modifient localement les conditions d'écoulement. Ces transitions peuvent engendrer une diminution temporaire du rendement de la turbine. Un *malus hydraulique* est introduit dans le calcul pour tenir compte de ces pertes [30]. Cela renforce la nécessité de sélectionner une turbine stable sur une large plage de régimes.

Turbine Mariucci : alternative intéressante

La turbine Mariucci, bien que compacte, adaptée aux faibles hauteurs de chute et relativement récente, souffre d'un manque de retour d'expérience à grande échelle. Son intégration aurait été envisageable dans un contexte plus normé, mais le projet a préféré opter pour une solution industrielle largement éprouvée.

Choix retenu : Kaplan Bulbe coaxiale La Kaplan Bulbe à axe horizontal répond de manière optimale aux exigences du projet :

- **Rendement élevé et stable** même en conditions de débit variable ($\eta_{\text{global}} \approx 77 - 82\%$ sur la plage de fonctionnement).
- **Tolérance aux transitions d'écoulement** : ses pales orientables s'ajustent aux régimes instables.
- **Installation inline compacte** dans une conduite DN1800 sans travaux lourds [31].
- **Expérience industrielle validée** dans des contextes similaires (cf. Xia Jiang, 200 MW, $H = 8,6$ m).

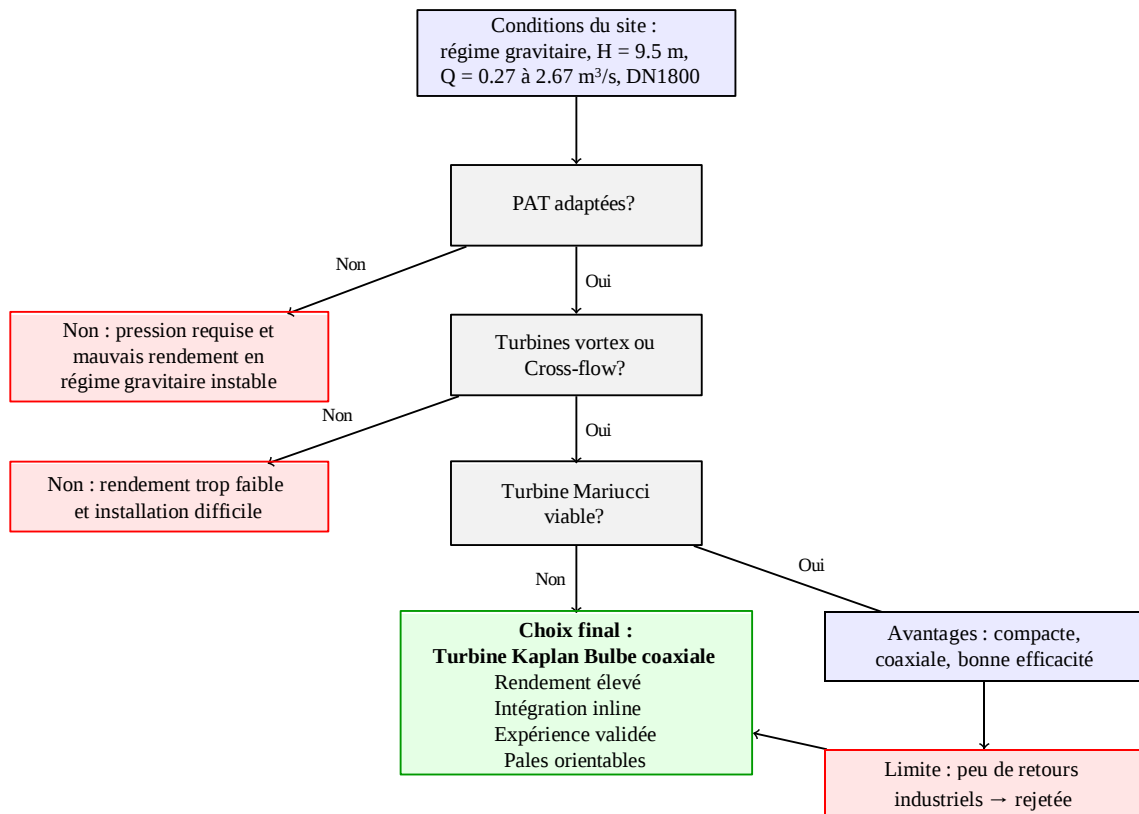


FIGURE 1.11 – Processus de sélection de la turbine adaptée au contexte du projet de Béni Saf

Le choix final s'appuie ainsi sur la robustesse technique, la compatibilité hydraulique, l'efficacité prouvée et la capacité d'intégration sans interruption du régime d'écoulement.

1.8.2 Contraintes d'intégration et implantation

L'installation d'une turbine dans une conduite DN1800 gravitaire à régime non permanent nécessite une analyse approfondie des contraintes géométriques, hydrauliques et opérationnelles. Dans le cas de Béni Saf, l'intégration doit respecter les caractéristiques physiques de la conduite existante et garantir un fonctionnement stable sans compromettre la continuité du service.

Intégration dans la conduite existante La conduite de rejet est en polyéthylène haute densité (PEHD) de diamètre extérieur 1800 mm, avec un diamètre intérieur estimé à 1661,5 mm (selon la norme SDR 26). Cette géométrie permet l'insertion d'une turbine en ligne, à condition que le diamètre du rotor reste inférieur à 85 % du diamètre intérieur pour limiter les pertes de charge locales [32]. La turbine Kaplan Bulbe retenue respecte cette contrainte avec un rotor dimensionné à environ 1,41 m (voir 1.3).

Implantation sans by-pass L'un des objectifs principaux est de limiter au maximum les modifications de la conduite. Une implantation en ligne (inline) est donc privilégiée. La Kaplan Bulbe, dans sa configuration coaxiale, permet cette installation sans dérivation latérale, ce qui simplifie les travaux de génie civil et réduit les risques de perturbation du régime d'écoulement [33]. Cette implantation est adaptée aux sections inclinées stables et garantit la continuité du profil hydraulique.

Accessibilité et maintenance Le site d'installation se situant à proximité de la station et non en mer, l'accessibilité est possible par des ouvrages enterrés ou semi-enterrés. Une chambre de visite avec module extractible verticalement est recommandée, permettant la maintenance sans interruption prolongée du service. Ce type de conception modulaire est souvent adopté dans les projets de récupération d'énergie en environnement contraint [34].

Gestion des régimes transitoires La conduite présente des transitions entre écoulement libre et pressurisé partiel, dues à la variation du débit et à la topographie. La turbine sélectionnée doit tolérer ces régimes mixtes. La Kaplan Bulbe est conçue pour opérer sous submersion partielle, grâce à ses pales orientables qui permettent d'optimiser l'angle d'attaque même en régime instable [35]. Une attention particulière est toutefois portée à la zone de turbulence en aval de la turbine, avec ajout éventuel d'un diffuseur court ou d'un tube d'aspiration optimisé.

Contrainte	Réponse technique
Conduite existante PEHD DN1800	Turbine insérée inline, diamètre rotor $\approx 1,41$ m
Pas de génie civil lourd souhaité	Intégration coaxiale sans by-pass
Accessibilité périodique requise	Chambre de maintenance + module extractible
Transitions libre partiellement pressurisé	Pales orientables et régulation dynamique
Préservation du profil hydraulique	Turbine profilée + tube de sortie court

TABLE 1.8 – Synthèse des contraintes d'intégration et des solutions retenues

Résumé des contraintes et solutions

1.8.3 Dimensionnement principal de la turbine Kaplan Bulbe

Le dimensionnement de la turbine repose sur les conditions hydrauliques simulées, les standards de conception et les contraintes géométriques du site. Cette sous-section décrit les paramètres techniques principaux, justifiés par la littérature et les données de fabricants.

Conditions de base

- **Débit nominal** : $Q_{\max} = 2,67 \text{ m}^3/\text{s}$ (équivalent à 10 racks RO à $960 \text{ m}^3/\text{h}$ chacun);
- **Chute nette** : $H_n = 9,5 \text{ m}$ (chute géodésique disponible);
- **Diamètre intérieur de la conduite PEHD SDR 26** :

$$e = \frac{1800}{26} \approx 69,23 \text{ mm} \quad \Rightarrow \quad D_i = 1800 - 2e = 1661,5 \text{ mm} \quad (1.1)$$

- **Plage de fonctionnement simulée** : $Q = 0,5$ à $2,67 \text{ m}^3/\text{s}$ (multi-rack variable).

Vitesse de rotation et nombre spécifique La vitesse de rotation est fixée à $n = 214 \text{ tr/min}$ (standard industriel), et le nombre spécifique est donné par [36] :

$$N_s = n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} = 214 \cdot \frac{\sqrt{2,67}}{(9,5)^{0,75}} \approx 306 \quad (1.2)$$

Cette valeur est cohérente avec les turbines Kaplan ($N_s = 200$ à 400) [37].

Diamètre du rotor Selon les recommandations, le rotor doit représenter 80–85 % du diamètre intérieur de la conduite [38] :

$$D_r = 0,85 \cdot 1,6615 \approx 1,41 \text{ m} \quad (1.3)$$

Largeur des pales et section d'écoulement La largeur moyenne des pales b est calculée pour le débit maximal, selon :

$$Q = u \cdot \pi D_r \cdot b \cdot k_1 \Rightarrow b \approx 0,054 \text{ m} \quad (1.4)$$

avec $k_1 \approx 0,9$ (coefficient de passage) et u la vitesse d'écoulement moyenne.

Rapport moyeu / rotor Un rapport de $\varphi = 0,3$ est conservé pour garantir la stabilité mécanique [38] :

$$D_h = \varphi \cdot D_r = 0,3 \cdot 1,41 \approx 0,42 \text{ m} \quad (1.5)$$

Dimensionnement du bulbe

— Diamètre du bulbe : $D_b \approx 1,1 \cdot D_r = 1,55 \text{ m}$

— Longueur du bulbe : $L_b \approx 1,3 \cdot D_b = 2,02 \text{ m}$

Rendement global par débit Le rendement total est obtenu par :

$$\eta_{\text{global}} = \eta_{\text{turbine}} \cdot \eta_{\text{génératrice}} = \eta_t \cdot 0,95 \quad (1.6)$$

Débit (m ³ /s)	η_{turbine}	$\eta_{\text{génératrice}}$	η_{global}
0.50	0.75	0.95	0.7125
1.00	0.76	0.95	0.7220
1.50	0.77	0.95	0.7315
2.00	0.80	0.95	0.7600
2.50	0.82	0.95	0.7790
2.67	0.82	0.95	0.7790

TABLE 1.9 – Rendement global de la turbine selon le débit simulé

Bonus / malus selon le régime hydraulique Pour tenir compte de la variabilité des régimes dans la conduite, on applique un facteur de correction :

— $\eta_{\text{bonus}} = 0,86$: en cas de stabilisation temporaire par effet pressurisé [17];

— $\eta_{\text{malus}} = 0,78$: en cas de perturbation due à une transition instable.

Ces ajustements sont intégrés dans le modèle numérique et influencent la courbe de production simulée.

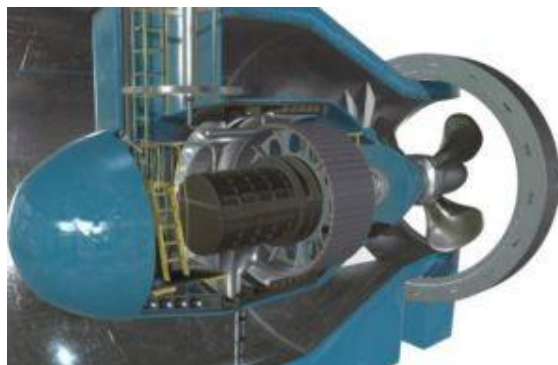


FIGURE 1.12 – Schéma d'intégration de la turbine Kaplan bulbe coaxial dans la conduite gravitaire.

1.8.4 Simulation et intégration dans le modèle

L'intégration de la turbine dans le modèle numérique s'appuie sur les lois fondamentales de l'hydraulique gravitaire, combinées à une interpolation des rendements en fonction du débit réel. Le script MATLAB mis en place simule le profil de la ligne d'eau dans la conduite et évalue la puissance récupérable en chaque position testée.

Formule de puissance récupérable La puissance hydraulique théorique est calculée par :

$$P_{th} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot \Delta h \quad (1.7)$$

où :

- P_{th} : puissance théorique (W);
 - $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$: masse volumique de l'eau;
 - $g = 9,81 \text{ m/s}^2$: accélération gravitationnelle;
 - Q : débit instantané (m^3/s);
 - Δh : hauteur de chute entre l'amont et la position de la turbine.
- La puissance utile est alors donnée par :

$$P_{utile} = P_{th} \cdot \eta_{global}(Q) \quad (1.8)$$

avec η_{global} interpolé dynamiquement selon la courbe fournie (voir Table ??).

Prise en compte des pertes de charge L'implantation de la turbine entraîne une perte de charge localisée supplémentaire modélisée par :

$$h_{turb} = k_{turb} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (1.9)$$

avec $k_{turb} \approx 0,8$ (valeur issue de la littérature pour Kaplan inline [39]) et V la vitesse locale du fluide dans la section restreinte.

Cette perte est intégrée dans l'équation d'énergie de chaque segment simulé dans la conduite, ajustant le profil de la ligne d'eau en aval.

Modification du profil hydraulique Dans le modèle, l'impact de la turbine se manifeste par une réduction locale de la hauteur d'eau. Ce profil est recalculé avec :

$$H_{dispo} = H_{initial} - \sum_{i=1}^n h_f(i) - h_{turb} \quad (1.10)$$

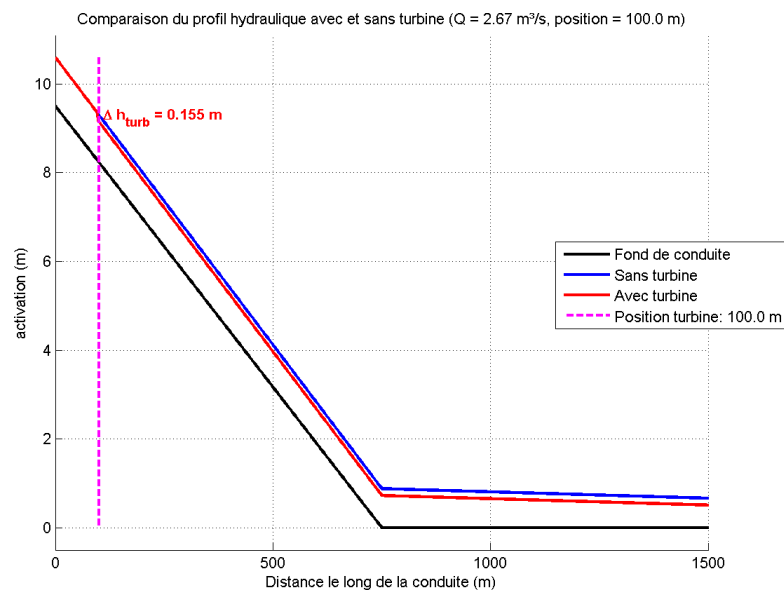


FIGURE 1.13 – Effet de l'implantation de la turbine Kaplan Bulbe sur le profil hydraulique simulé

Correction selon le régime hydraulique En fonction de la nature de l'écoulement à l'endroit de la turbine (libre, pressurisé partiel ou instable), un facteur de correction est appliqué :

$$\eta_{\text{corrigée}} = \begin{cases} \eta_{\text{turbine}} \cdot 0,95 & \text{(régime nominal)} \\ \eta_{\text{turbine}} \cdot 0,86 & \text{(régime stabilisé par effet pressurisé)} \\ \eta_{\text{turbine}} \cdot 0,78 & \text{(transition instable)} \end{cases}$$

Ce mécanisme permet de reproduire les effets dynamiques réels observés dans la conduite.

1.8.5 Conclusion technique

L'analyse présentée dans ce chapitre a permis de sélectionner, justifier et pré-dimensionner la solution technologique la plus adaptée au contexte spécifique de la station de dessalement de Béni Saf.

La turbine Kaplan Bulbe coaxiale a été retenue pour sa compatibilité avec :

- le régime d'écoulement gravitaire à transitions,
- les faibles hauteurs de chute (9,5 m),
- les débits variables (0,27 à 2,67 m³/s),
- et l'intégration inline dans une conduite DN1800 sans by-pass.

Son rendement global estimé dépasse 77 % sur la majorité de la plage de fonctionnement, et peut atteindre jusqu'à 82 % sous régime stabilisé. Le dimensionnement préliminaire (rotor, bulbe, section utile) a été ajusté à la géométrie réelle de la conduite (PEHD SDR 26) et validé par les valeurs typiques issues de la littérature [36].

L'implantation de la turbine dans le modèle numérique a permis d'évaluer :

- la puissance récupérable (fonction du débit et de la chute disponible),
- l'impact sur le profil hydraulique (perte localisée),
- la variabilité du rendement selon le régime (bonus/malus),
- et la compatibilité avec les contraintes de maintenance.

L'ensemble de ces résultats confirme que la Kaplan Bulbe est la solution la plus robuste, efficace et réaliste pour valoriser le potentiel hydraulique actuellement inexploité de la conduite de rejet. Cette base technique servira de fondement pour les analyses énergétiques, économiques et environnementales développées dans les chapitres suivants.

1.9 Synthèse critique et positionnement de l'étude

1.9.1 Limites des approches existantes

Malgré les avancées notables dans le domaine de la récupération d'énergie à faible chute, plusieurs contraintes techniques persistent, en particulier dans les installations industrielles en régime gravitaire. Les turbines à réaction, comme les Kaplan ou les modèles Bulbe, bien que performantes, présentent une sensibilité marquée aux fluctuations de débit — phénomène courant dans les stations de dessalement. Le maintien d'un rendement élevé dépend fortement d'un contrôle dynamique précis, rarement disponible dans les configurations classiques [40].

Les conduites fermées de rejet, typiques des usines de dessalement, posent également des problèmes spécifiques : apparition de cavitation, accumulation de gaz dissous ou turbulences instables à l'interface air-eau. Ces effets nécessitent l'utilisation de matériaux résistants à la corrosion, tels que les aciers duplex ou les composites, ce qui accroît significativement les coûts [41].

Par ailleurs, l'intégration physique de turbines dans des canalisations existantes reste un défi structurel majeur. La plupart des technologies actuelles exigent des modifications lourdes de l'infrastructure (by-pass, chambres d'équipement, renforts structuraux), incompatibles avec des contextes à faibles ressources ou à accès limité. Enfin, le manque de solutions modulaires, transportables et facilement maintenables constitue un frein au déploiement à grande échelle, en particulier dans les pays du Sud [42].

1.9.2 Positionnement de l'étude

Face à ces limitations, ce travail propose une approche pragmatique, reposant sur une intégration directe d'une turbine Kaplan Bulbe coaxiale dans une conduite DN1800 fonctionnant en régime gravitaire variable. Ce choix se distingue par sa capacité à conjuguer compacité, rendement élevé et compatibilité avec des hauteurs de chute modestes [40].

L'originalité de la démarche réside dans :

- l'adaptation de la technologie à un écoulement partiellement rempli, en présence de transitions locales entre régime libre et pressurisé ;
- la valorisation d'un rejet hydraulique généralement négligé dans la chaîne énergétique ;
- la réduction des besoins en génie civil grâce à une installation inline, sans dérivation, ni chambre technique extérieure.

Contrairement aux dispositifs de récupération classiques (comme les échangeurs de pression), cette solution s'inscrit dans une logique de complémentarité énergétique. Elle couvre une phase du cycle hydraulique souvent oubliée : l'évacuation finale des saumures en sortie de RO [41].

Ce projet peut ainsi servir de référence pour des stations côtières confrontées à des contraintes similaires : chutes modérées, flux variables, infrastructures préexistantes, et exigences environnementales accrues. Il offre un exemple reproductible d'intégration énergétique simple, robuste et durable [4].

Les enseignements tirés de cette étude viennent renforcer l'intérêt d'une stratégie de valorisation énergétique adaptée aux contraintes locales, et ouvrent la voie à des perspectives concrètes de généralisation, notamment dans les infrastructures hydrauliques du Maghreb et des pays du pourtour méditerranéen.

1.10 Conclusion

Ce premier chapitre a permis de poser les fondements techniques, contextuels et méthodologiques du projet de valorisation énergétique appliqué à la station de dessalement de Béni Saf. À travers une revue critique de l'état de l'art, l'étude a mis en évidence le potentiel hydraulique encore inexploité au niveau des conduites gravitaires de rejet, en particulier dans les installations utilisant l'osmose inverse.

Après une présentation technique détaillée de la station, des technologies de récupération d'énergie adaptées aux faibles hauteurs de chute ont été passées en revue. Parmi celles-ci, la turbine Kaplan Bulbe s'est démarquée par sa capacité à s'intégrer inline, son rendement élevé même en régime variable, et sa compatibilité avec les spécificités hydrauliques du site. Le dimensionnement préliminaire a confirmé sa faisabilité géométrique et énergétique.

Des expériences internationales et des retours d'usage ont permis d'ancrer le projet dans une démarche pragmatique et reproductible. Le système proposé répond à des enjeux concrets : réduction de l'empreinte énergétique, valorisation des flux résiduels, et adaptation à des contextes côtiers contraints. Il pallie également certaines limites identifiées dans les approches classiques, en intégrant une vision plus modulaire, économique et durable.

Cette base solide permet désormais de formuler une méthodologie de simulation et d'optimisation hydraulique spécifique, qui fera l'objet du chapitre suivant. Cette démarche vise à identifier les paramètres clés influençant la performance de la turbine, à valider numériquement les hypothèses d'intégration, et à évaluer la puissance effectivement récupérable dans différentes configurations opérationnelles.

Chapitre 2

Modélisation et démarche d'optimisation du système de récupération

2.1 Introduction et objectifs de la méthodologie

L'objectif de ce chapitre est de présenter une méthodologie rigoureuse de simulation hydraulique et d'optimisation de la récupération d'énergie dans la conduite gravitaire de la station de dessalement de Béni Saf (Algérie), dont la capacité de production atteint 200 000 m³/jour. Cette installation rejette en mer un flux de saumure par gravité, à travers une conduite inclinée de 1 500 m de long (dont 750 m inclinés), en DN 1800 (diamètre intérieur : 1,6615 m), constituant un potentiel hydraulique jusqu'ici non valorisé.

La solution technologique étudiée repose sur l'intégration d'une **turbine Kaplan Bulbe coaxiale**, reconnue pour son efficacité en faible hauteur de chute et en régime gravitaire. L'enjeu méthodologique est d'identifier, à l'aide d'un modèle numérique développé sous **MATLAB**, la configuration et la position optimales de la turbine dans la conduite, permettant de maximiser la production annuelle d'énergie tout en assurant la stabilité hydraulique du système.

La démarche adoptée repose sur les axes suivants :

- **Modélisation hydraulique complète** : établissement d'un modèle unidimensionnel basé sur les équations d'énergie et de continuité, avec prise en compte des régimes de nappe libre et potentiellement pressurisé, ainsi que des pertes de charge linéaires modélisées par la formule de Manning–Strickler.
- **Discretisation numérique du profil** : résolution par tronçon du profil de charge à l'aide d'une méthode de pas progressive (type shooting method), sur une gamme de débits représentatifs de l'exploitation annuelle [37].
- **Simulation de la production énergétique** : insertion virtuelle de la turbine à différentes positions de la conduite, calcul de la puissance récupérable, rendement hydraulique variable selon le débit, et intégration sur un histogramme de débits annuels.
- **Stratégie d'optimisation multicritère** : évaluation des emplacements en fonction de critères combinés : production annuelle, stabilité hydraulique (taux de remplissage), profondeur d'immersion, et faisabilité d'intégration.
- **Validation du modèle** : vérification de la cohérence physique (nombre de Reynolds, Froude, transitions de régime), conformité aux bonnes pratiques de modélisation et justification des hypothèses simplificatrices.

Cette approche méthodique forme le socle de l'évaluation technique du projet. Elle permet de passer d'une opportunité hydraulique théorique à une solution opérationnelle optimisée, en s'appuyant sur un modèle reproductible, adaptable à d'autres contextes gravitaires industriels.

2.2 Hypothèses et modélisation hydraulique des régimes

Ce modèle hydraulique en lien avec l'intégration d'une turbine a pour objectif de simuler le profil de charge dans une conduite gravitaire soumise à des débits variables, avec prise en compte des transitions de régime (nappe libre ↔ pressurisé), en vue d'identifier les emplacements optimaux pour l'intégration d'une

turbine. La conduite, d'un diamètre intérieur $D = 1,6615$ m, transporte un rejet saumâtre sur une distance de 1 500 m, dont 750 m inclinés à pente constante.

2.2.1 Hypothèses générales

La simulation repose sur les hypothèses suivantes :

- **Écoulement permanent** : l'écoulement est supposé stationnaire (pas de termes transitoires), et non pressurisé en amont.
- **Transitions de régime** : l'écoulement est considéré en nappe libre tant que la hauteur $y < D$. Dès que $y \geq D$, on bascule en régime pressurisé. Cette transition est détectée à chaque tronçon selon :

$$y(i) < D \Rightarrow \text{nappe libre}, \quad y(i) \geq D \Rightarrow \text{régime pressurisé}.$$

- **Pertes de charge singulières négligées** : seules les pertes linéaires sont prises en compte, les accessoires (coudes, vannes) étant considérés comme négligeables à cette échelle.
- **Propriétés de la saumure** : densité $\rho = 1027$ kg/m³, viscosité cinématique $\nu = 1. \times 10^{-6}$ m²/s, valeurs extraites des données opérationnelles de la station [23].
- **Rugosité et coefficient de Manning** : la rugosité équivalente du PEHD est $\varepsilon = 1. \times 10^{-5}$ m, et le coefficient de Manning est fixé à $n = 0,011$, selon les valeurs recommandées pour les conduites vieillies en polyéthylène [32].
- **Approche hybride** : la formule de Manning est utilisée en nappe libre, et celle de Darcy–Weisbach (avec Swamee–Jain) en régime pressurisé [36].

2.2.2 Équation d'énergie généralisée

Pour chaque tronçon $i \rightarrow i + 1$, l'équilibre d'énergie s'écrit :

$$z_i + y_i + \frac{V_i^2}{2g} = z_{i+1} + y_{i+1} + \frac{V_{i+1}^2}{2g} + h_{f,i} \quad (2.1)$$

avec :

- z_i : cote du fond de conduite,
- y_i : profondeur d'eau au point i ,
- $V_i = Q/A(y_i)$: vitesse moyenne,
- $h_{f,i}$: perte de charge linéaire.

La pente du fond est définie par :

$$z(x) = \begin{cases} \Delta H \cdot \left(1 - \frac{x}{L_{\text{eff}}}\right), & x \leq 750 \text{ m} \\ 0, & x > 750 \text{ m} \end{cases} \quad \text{avec } \Delta H = 9,5 \text{ m} \quad (2.2)$$

2.2.3 Conditions initiales amont

Pour chaque débit $Q \in [0,267, 2,67]$ m³/s, on impose une hauteur initiale :

$$y_1 = \alpha(D, Q), \quad \text{avec } \alpha \propto Q \quad (2.3)$$

Ce taux de remplissage initial varie linéairement entre 0 % et 66 % selon l'indice de simulation, puis permet de déduire :

$$\{A_1, R_{h1}, V_1, Fr_1, \tau_1, H_1\} \quad (2.4)$$

Ces paramètres initiaux servent de base à la résolution du profil aval par pas successifs.

2.2.4 Régime en nappe libre

En régime libre, la vitesse est obtenue par la formule de Manning :

$$V = \frac{1}{n} R_h^{2/3} S^{1/2}, \quad R_h = \frac{A}{P} \quad (2.5)$$

où :

- V : vitesse moyenne dans la conduite (m/s),

- $n = 0,011$: coefficient de Manning pour PEHD vieillie,
 - R_h : rayon hydraulique (m), calculé comme A/P ,
 - $S = \frac{\Delta H}{L_{\text{eff}}} = 0,0127$: pente du fond (m/m),
 - A, P : section et périmètre mouillés (variables selon y).
- L'aire et le périmètre sont calculés à chaque pas selon l'angle de mouillage

$$\theta = 2 \arccos \left(1 - \frac{2y}{D} \right) \quad (2.6)$$

:

$$A = \frac{D^2}{4} (\theta - \sin \theta), \quad P = \frac{D\theta}{2} \quad (2.7)$$

où :

- θ : angle de mouillage (rad),
- $D = 1,6615$ m : diamètre intérieur réel de la conduite (calculé à partir du DN1800 PEHD26).

2.2.5 Régime pressurisé

Dès que $y \geq D$, les pertes de charge sont modélisées par la loi de Darcy–Weisbach :

$$h_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (2.8)$$

où :

- h_f : perte de charge linéaire (m),
 - f : facteur de friction sans dimension (voir ci-dessous),
 - L : longueur du tronçon simulé (m),
 - $D = 1,6615$ m : diamètre de la conduite (m),
 - V : vitesse moyenne (m/s),
 - $g = 9,81 \text{ m/s}^2$: accélération gravitationnelle.
- avec :

$$f = \frac{0.25}{\log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3.7D} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right)^2} \quad (2.9)$$

$$Re = \frac{VD}{\nu} \quad (2.10)$$

où :

- $\varepsilon = 1,0 \times 10^{-5}$ m : rugosité intérieure du PEHD [32],
- Re : nombre de Reynolds sans dimension,
- $\nu = 1,1 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$: viscosité cinématique de la saumure.

2.2.6 Discrétisation numérique

La conduite est discrétisée en $N = 500$ pas de $\Delta x = 2$ m. À chaque pas, la hauteur $y(i+1)$ est calculée par méthode de Newton–Raphson :

$$H_i = H_{i+1} + h_f \quad (2.11)$$

Si la convergence échoue, un recalcul est effectué à régime uniforme. Cette méthode permet d'obtenir un profil précis, tronçon par tronçon.

Résumé

Ce modèle combine plusieurs formulations classiques (Manning, Darcy–Weisbach, Swamee–Jain), validées par des critères physiques (Re , Froude), afin de modéliser fidèlement les transitions de régime et de dimensionner les scénarios énergétiques associés à l'implantation d'une turbine dans un système gravitaire mixte.

2.3 Calcul des pertes de charge et hauteur de chute disponible

Le calcul précis des pertes de charge le long de la conduite permet d'évaluer la hauteur de chute nette réellement disponible pour la récupération d'énergie. Deux régimes sont distingués : **écoulement en nappe libre** (partiellement rempli) et **écoulement pressurisé** (conduit totalement rempli).

2.3.1 Modélisation des pertes de charge linéaires

Écoulement en nappe libre (formule de Manning)

Dans les sections partiellement remplies ($y < D$), la perte de charge est calculée par :

$$h_f = S_f \cdot \Delta x, \text{ avec } S_f = \frac{nV}{R_h^{2/3}} \quad (2.12)$$

- V : vitesse locale ($V = Q/A$),
- $R_h = A/P_m$: rayon hydraulique,
- $\Delta x = 2\text{ m}$: longueur de chaque tronçon.

Écoulement pressurisé (formule de Darcy–Weisbach)

Dès que $y \geq D$, on passe à un écoulement pressurisé :

$$h_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (2.13)$$

avec :

$$f = \frac{0.25}{\log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3.7D} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right)^2} \quad (2.14)$$

- f : facteur de friction (Swamee–Jain),
- $\varepsilon = 1 \times 10^{-5} \text{ m}$: rugosité du PEHD,
- $Re = \frac{VD}{\nu}$, avec $\nu = 1.1 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$.

2.3.2 Méthode de résolution itérative (Newton-Raphson)

La hauteur d'eau à chaque pas $i + 1$ est calculée par résolution de l'équation d'énergie :

$$F(y) = z_i + y_i + \frac{V_i^2}{2g} - z_{i+1} + y + \frac{(Q/A(y))^2}{2g} + h_f(y) = 0 \quad (2.15)$$

L'itération s'effectue par :

$$y^{(k+1)} = y^{(k)} - \frac{F(y^{(k)})}{F'(y^{(k)})} \quad (2.16)$$

Critères de convergence :

- $|F(y)| < 10^{-4}$
- $|\Delta y| < 10^{-3}D$

Cas de non-convergence : régime uniforme Si la méthode de Newton–Raphson ne converge pas après un nombre maximal d'itérations ($N_{\max} = 50$), une solution de repli est appliquée, fondée sur un régime uniforme. Dans ce cas, la hauteur $y(i + 1)$ est estimée directement à partir de l'équation de Manning :

$$V_{\text{unif}} = \frac{1}{n} R_h^{2/3} S^{1/2}, \quad y(i + 1) = \alpha(Q, S, D) \quad (2.17)$$

où α désigne une **fonction implicite** représentant la solution de l'équation de Manning inversée pour un débit Q , une pente S , et un diamètre D .

Cette valeur est obtenue numériquement dans le **script MATLAB**, par interpolation dans une table pré-calculée des correspondances (Q, y) , couvrant une gamme représentative de débits. Cela garantit une convergence rapide même dans les zones à faible variation de gradient.

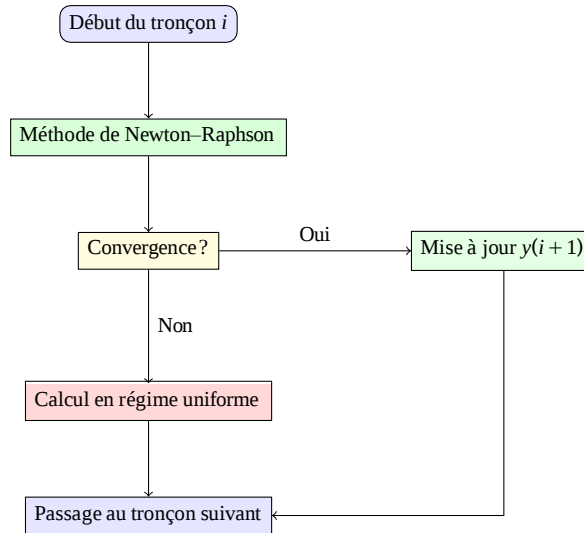


FIGURE 2.1 – Processus de résolution numérique avec contrôle de convergence

2.3.3 Calcul de la puissance hydraulique récupérable

$$P_{th} = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{dispo} \cdot \eta_{global} \quad (2.18)$$

- $\rho = 1027 \text{ kg/m}^3$: densité de la saumure,
- $g = 9.81 \text{ m/s}^2$: gravité,
- Q : débit instantané,
- $\eta_{global} = \eta_{turbine} \cdot \eta_{gnratrice}$

2.4 Intégration de la turbine dans le modèle

L'intégration d'une turbine dans le modèle hydraulique a pour objectif d'évaluer, à chaque position testée, l'impact local sur la hauteur de chute, la vitesse, et la puissance récupérable. Le modèle prend en compte les effets hydrauliques d'une **turbine Kaplan Bulbe coaxiale** implantée inline, avec perturbation localisée.

2.4.1 Modélisation de la perte de charge locale

L'introduction d'une turbine dans la conduite engendre une perte de charge supplémentaire notée h_{turb} , calculée par :

$$h_{turb} = k_{turb} \cdot \frac{V_{loc}^2}{2g} \quad (2.19)$$

où :

- $k_{turb} = 0.8$: coefficient de perte locale spécifique à la turbine (valeur expérimentale issue de [43]),
- V_{loc} : vitesse locale dans la section d'implantation de la turbine,
- $g = 9.81 \text{ m/s}^2$: accélération gravitationnelle.

Ce terme est ajouté au bilan énergétique de chaque pas de calcul situé en aval de la position x_j testée pour l'implantation.

2.4.2 Mise en œuvre dans le modèle MATLAB

Dans le script de simulation :

- On teste une série de positions possibles x_j le long de la section,
- À chaque position, la simulation hydraulique est relancée avec ajout de h_{turb} à partir de x_j ,
- La puissance récupérable est recalculée selon Eq 2.18, en tenant compte de la chute nette corrigée.

2.4.3 Calcul de la hauteur de chute disponible

La hauteur nette corrigée disponible est calculée par :

$$H_{\text{dispo},j} = \Delta H - \sum_{i=1}^j h_{f,i} - h_{\text{turb},j} \quad (2.20)$$

où :

- $h_{f,i}$ sont les pertes de charge linéaires jusqu'à x_j ,
 - $h_{\text{turb},j}$ est la perte locale à l'emplacement x_j .
- Cette hauteur est utilisée pour calculer la puissance instantanée via Eq. 2.18.

2.4.4 Hypothèses spécifiques à la turbine

Les hypothèses utilisées dans cette intégration sont les suivantes :

- La turbine est **inline**, sans déviation latérale du flux,
- Le corps du bulbe n'occupe pas plus de 85% du diamètre interne $D = 1.6615$ m,
- Le flux est supposé **submergé**, donc non affecté par des transitions nappe libre / air libre dans la zone considérée,
- L'écoulement aval reste stabilisé après la perturbation.

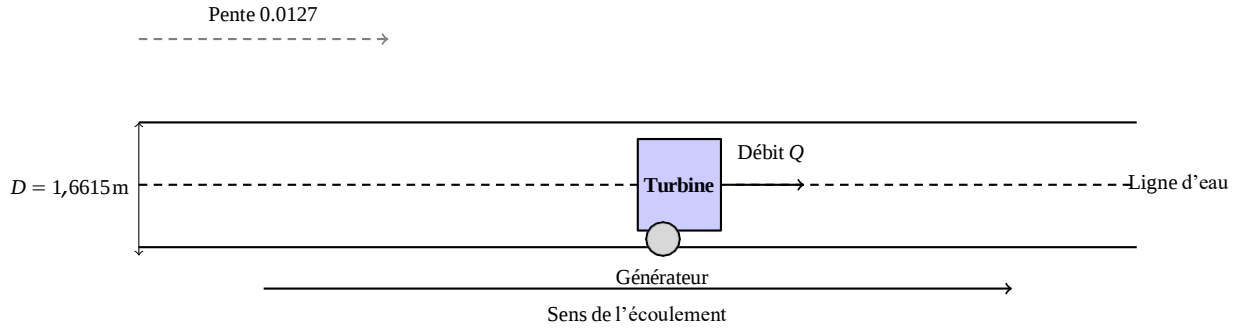


FIGURE 2.2 – Schéma d'implantation inline de la turbine Kaplan Bulbe coaxiale.

Cette approche permet d'évaluer l'impact hydraulique et énergétique de l'implantation de la turbine à différents points de la conduite, dans le cadre du processus d'optimisation présenté dans la section suivante.

2.5 Optimisation de l'implantation de la turbine

L'objectif de cette section est d'identifier la position optimale pour installer la turbine Kaplan Bulbe coaxiale dans la conduite gravitaire de la station de Béni Saf. Le but est de maximiser la récupération d'énergie tout en assurant un régime d'écoulement stable et économiquement viable.

2.5.1 Méthodologie multicritère

Pour chaque position testée x_j sur les 750 m inclinés de la conduite, on calcule :

- la hauteur de chute disponible $H_{\text{dispo},j}$,
- la puissance hydraulique récupérable $P_{j,q}$ pour chaque débit Q_q ,
- le rendement global $\eta_{\text{global}}(Q_q)$,
- l'énergie annuelle E_j ,
- le taux de remplissage moyen $\bar{\tau}_j$,
- un indice de stabilité hydraulique S_j ,
- une classification du régime (libre ou pressurisé).

Rendement global

$$\eta_{\text{global}}(Q) = \eta_{\text{turbine}}(Q) \cdot \eta_{\text{gnratrice}}, \quad \eta_{\text{gnratrice}} = 0.95 \quad (2.21)$$

Q [m ³ /s]	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	2.67
η_{turbine}	0.75	0.76	0.77	0.80	0.82	0.82

TABLE 2.1 – Rendement de la turbine Kaplan selon le débit

Énergie produite

$$(2.22) \quad P_{j,q} = \rho g Q_q H_{\text{dispo},j} \cdot \eta_{\text{global}}(Q_q)$$

$$E_j = \sum_{q=1}^{N_Q} P_{j,q} \cdot h_q \quad (2.23)$$

où h_q est le nombre d'heures de fonctionnement associé à Q_q .

2.5.2 Score multicritère de performance

$$S_j = w_1 \cdot \frac{E_j}{E_{\text{max}}} + w_2 \cdot 1 - \frac{|x_j - 0.7|}{0.7} + w_3 \cdot 1 - \frac{\sigma_v(j)}{\max_k \sigma_v(k)} + w_4 \cdot R_j \quad (2.24)$$

Avec pondérations :

- $w_1 = 0.5$: énergie,
- $w_2 = 0.2$: taux de remplissage optimal,
- $w_3 = 0.2$: stabilité du régime (vitesse ou Froude),
- $w_4 = 0.1$: régime submergé favorable ($R_j = 1$ si submergé).

2.5.3 Position optimale et validation

La position optimale est celle qui maximise :

$$j^* = \underset{j}{\operatorname{argmax}} S_j$$

Une analyse de sensibilité est ensuite menée sur un intervalle de ± 50 m autour de j^* , pour garantir la robustesse du choix vis-à-vis des incertitudes.

2.6 Scénarios simulés

Afin d'évaluer les performances du système dans des conditions réalistes, plusieurs scénarios de fonctionnement ont été définis. Ces scénarios combinent différentes valeurs de débit, de position de la turbine, et de régimes d'écoulement, sur la base des données de fonctionnement de la station de dessalement de Béni Saf.

2.6.1 Plage de débits testés

Les débits testés proviennent des valeurs caractéristiques observées en fonctionnement réel. La gamme simulée couvre :

$$Q_k \in \{0.267, 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, 2.67\} \text{ m}^3/\text{s} \quad (2.25)$$

Ces débits correspondent à une fréquence de fonctionnement mensuelle (histogramme annuel issu des données d'exploitation), utilisée pour pondérer l'énergie produite dans la simulation.

2.6.2 Positions de la turbine évaluées

La turbine est testée tous les 10 m, soit 95 positions candidates réparties entre $x_j \in [10, 20, \dots, 1000]$ m, sur la portion modélisée de 1000m (750m inclinés + 250m horizontaux).

À chaque position :

- le profil hydraulique est recalculé avec l'effet local de la turbine (h_{turb}),
- la hauteur nette $H_{\text{dispo},j}$ est déterminée,
- l'énergie annuelle E_j est intégrée,
- les critères multicritères sont réévalués (stabilité, remplissage, TRI).

2.6.3 Cas extrêmes analysés

Pour affiner la robustesse du modèle, deux scénarios critiques sont analysés :

- **Débit minimum constant** : fonctionnement prolongé à $Q = 0.267 \text{ m}^3/\text{s}$, mettant en évidence les limitations de régime gravitaire et risques de sous-remplissage.
- **Débit maximum constant** : fonctionnement à $Q = 2.67 \text{ m}^3/\text{s}$, analysant les pertes de charge accrues et la sensibilité à la cavitation dans les zones de transition.

2.6.4 Simulation annuelle discrète

Sur la base des débits moyens mensuels, la production énergétique est estimée par discrétisation temporelle sur 12 mois :

$$E_{\text{annuelle}} \approx \sum_{m=1}^{12} P_{\text{moy},m} \cdot h_m \quad (2.26)$$

où :

- $P_{\text{moy},m}$ est la puissance moyenne pour le mois m ,
- h_m est le nombre d'heures de fonctionnement mensuel.

2.7 Scénarios simulés

Cette section décrit les différents scénarios testés dans le cadre des simulations hydrauliques et énergétiques, en vue d'optimiser l'emplacement de la turbine Kaplan Bulbe. Chaque scénario repose sur un couple (Q, x_j) composé d'un débit donné et d'une position d'implantation candidate le long des 750 m inclinés.

2.7.1 Plage de débits simulés

Les débits simulés couvrent l'ensemble des conditions hydrauliques observées à la station de Béni Saf, en sortie de dessalement. La plage a été définie à partir des données d'exploitation disponibles.

Débit Q [m^3/s]	0.267	0.5	1.0	1.5	2.0	2.67
Fréquence annuelle [%]	2.0	7.5	14.5	21.0	24.0	31.0

TABLE 2.2 – Répartition des débits simulés selon leur fréquence annuelle

Ces valeurs sont issues d'un histogramme de débits établi sur une année de fonctionnement, permettant une pondération temporelle fiable de l'énergie récupérable.

2.7.2 Positions d'implantation testées

Pour chaque débit Q_k , la turbine est testée à différentes positions x_j espacées régulièrement sur les 750 m de la conduite inclinée.

- Nombre total de positions simulées : $N_x = 150$ (pas de 5 m),
- Longueur simulée : de $x = 0$ à $x = 750$ m,
- Chaque position est évaluée pour les 6 débits ci-dessus.

2.7.3 Variables calculées à chaque scénario

Pour chaque couple (Q_k, x_j) , le modèle retourne les variables suivantes :

- Profils de hauteur $y(x)$, vitesse $V(x)$, et perte de charge cumulée,
- Hauteur de chute disponible $H_{\text{dispo},j}(Q_k)$,
- Puissance instantanée $P_{j,k}$,
- Taux de remplissage local $\tau_{j,k}$,
- Indicateurs de stabilité hydraulique (écart-type de V et Fr).

Cette grille de scénarios forme la base des évaluations multicritères présentées dans les sections suivantes, et permet de tester la robustesse hydraulique et énergétique de chaque option d'implantation.

2.8 Limites du modèle

Bien que le modèle numérique développé fournisse une évaluation robuste du comportement hydraulique de la conduite et des performances énergétiques attendues, plusieurs limitations doivent être soulignées. Ces limites concernent à la fois les hypothèses physiques, les simplifications numériques et les incertitudes sur les paramètres réels du système.

2.8.1 Hypothèses physiques simplificatrices

- **Écoulement stationnaire** : le modèle suppose un régime permanent. Les effets transitoires (variations brutales de débit, démarrage/arrêt) ne sont pas pris en compte.
- **Monodimensionnalité** : le modèle est unidimensionnel (1D), ne capturant ni les effets tridimensionnels du flux ni les tourbillons secondaires à proximité de la turbine.
- **Pas de variation thermique** : la température de la saumure est supposée constante, bien que les variations thermiques puissent affecter légèrement la viscosité.

2.8.2 Modélisation des régimes d'écoulement

- **Transitions nappe libre / pressurisé** : la détection est basée sur un critère simplifié $y \geq D$, sans modélisation explicite des ondes de transition (type Preissmann slot).
- **Absence de flux diphasique** : le mélange air/eau ou les éventuelles bulles d'air ne sont pas modélisés, ce qui peut sous-estimer certaines pertes localisées.

2.8.3 Paramètres physiques incertains

- **Rugosité du PEHD** : la valeur $\varepsilon = 10^{-5}$ m est théorique et pourrait varier selon l'usure réelle de la conduite.
- **Rendement constructeur** : la courbe $\eta_{\text{turbine}}(Q)$ utilisée est issue de données générales, non calibrées sur un prototype réel dans ces conditions spécifiques.
- **Coefficient de perte locale** : la valeur $k_{\text{turb}} = 0.8$ est une approximation basée sur des cas similaires (cf. [43]).

2.8.4 Limites numériques

- **Convergence du schéma** : bien que la méthode de Newton-Raphson soit robuste, elle peut échouer dans des zones proches de la transition de régime, nécessitant une solution approximative en régime uniforme.
- **Pas de maillage adaptatif** : la discrétisation est uniforme ($\Delta x = 2$ m), sans raffinement local dans les zones de fort gradient.

2.8.5 Limites hors-modèle

- **Non prise en compte des contraintes d'intégration physique** : aspects tels que la maintenance, les vibrations, ou les conditions de corrosion locales ne sont pas simulés ici mais traités dans les chapitres techniques.
- **Absence d'incertitude sur les débits** : le modèle considère une courbe annuelle fixe, sans variabilité aléatoire ni données en temps réel.

Conclusion

Ces limites n'invalident pas les résultats obtenus, mais doivent être intégrées dans l'interprétation finale. Elles justifient une étape de validation expérimentale et la prise en compte de marges de sécurité dans la phase de conception technique.

2.9 Synthèse méthodologique

Ce chapitre a présenté une méthodologie complète de simulation hydraulique et d'optimisation énergétique, adaptée aux spécificités d'une conduite gravitaire issue d'une station de dessalement. La figure 2.3 en illustre la logique séquentielle.

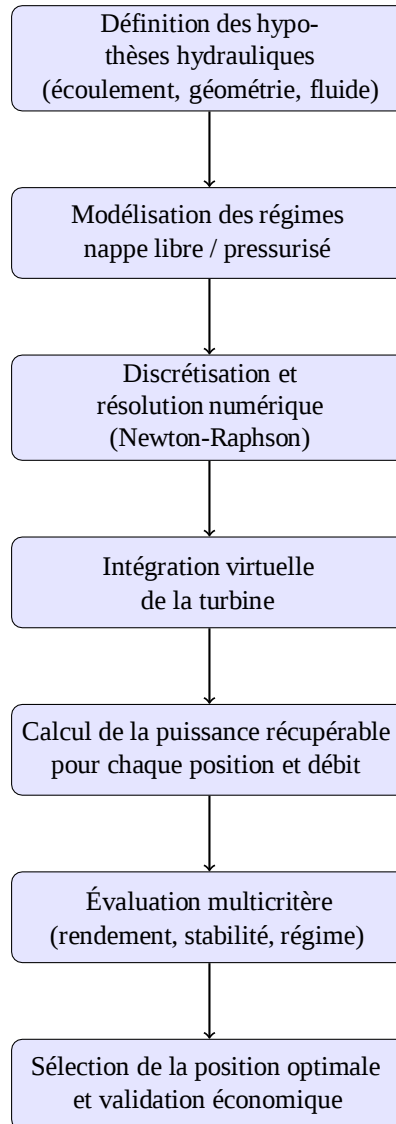


FIGURE 2.3 – Synthèse des étapes de la méthodologie de simulation et d'optimisation

Les principaux apports méthodologiques sont récapitulés ci-dessous :

- **Modélisation hydraulique hybride** : intégration des régimes libre et pressurisé, avec transitions détectées dynamiquement, discrétisation par pas de 2 m, et résolution par Newton–Raphson.
- **Évaluation de la puissance récupérable** : calcul de la chute nette, perte locale liée à la turbine, et rendement global variable selon le débit.
- **Simulation énergétique annuelle** : intégration de la production sur une distribution réaliste des débits saisonniers.

- **Optimisation multicritère** : sélection de la position optimale en pondérant production, stabilité d'écoulement et taux de remplissage.
- **Validation critique** : discussion des limites physiques, numériques et expérimentales du modèle, avec recommandations pour des études futures.

Cette démarche constitue une base reproductible pour dimensionner et optimiser des systèmes similaires dans d'autres contextes industriels à écoulement gravitaire.

2.10 Conclusion

Ce chapitre a présenté une démarche méthodique et intégrée pour la simulation hydraulique et l'optimisation d'un système de récupération d'énergie dans une conduite gravitaire issue d'une station de dessalement. L'ensemble du modèle, construit sur des hypothèses physiques réalistes et des équations éprouvées (Manning, Darcy–Weisbach, Swamee–Jain), permet de simuler les transitions de régime, les pertes de charge et les profils de charge le long de la conduite.

L'intégration d'une turbine Kaplan Bulbe coaxiale a été modélisée dans un cadre unidimensionnel, en tenant compte des pertes locales et des rendements variables selon le débit. La stratégie d'optimisation multicritère développée, combinant énergie produite, stabilité hydraulique et critères de régime d'écoulement, permet de déterminer objectivement la position optimale de la turbine.

Les différents scénarios simulés offrent une base de comparaison robuste pour les performances du système, en fonction des débits réels de fonctionnement de la station de Béni Saf. Le modèle est prêt à être exploité pour produire les résultats quantitatifs.

Le chapitre suivant présentera les résultats détaillés issus de cette simulation, incluant les profils hydrauliques, les performances énergétiques pour chaque position testée, ainsi que l'évaluation technico-économique du projet.

Chapitre 3

Résultats de simulation et évaluation des performances du système

3.1 Introduction

La gestion optimisée des systèmes hydrauliques constitue un enjeu majeur dans le développement des énergies renouvelables. En effet, les installations gravitaires, telles que celles utilisées dans les réseaux de dessalement ou d'irrigation, offrent un potentiel énergétique souvent sous-exploité. On observe que, dans ces infrastructures, les pertes de charge cumulées et les variations de régimes d'écoulement influencent directement l'efficacité globale du système [36]. L'enjeu principal réside donc dans l'optimisation de ces systèmes pour maximiser la récupération d'énergie tout en minimisant les pertes hydrauliques. C'est dans cette optique que s'inscrit cette étude, visant à analyser les résultats de la simulation hydraulique et à évaluer les performances énergétiques et hydrauliques du modèle étudié.

Pour ce faire, un modèle numérique détaillé a été développé sous MATLAB, un environnement de simulation particulièrement adapté à ce type d'analyse. Ce choix se justifie par la capacité de MATLAB à résoudre des équations différentielles complexes tout en offrant une visualisation précise des profils hydrauliques [44]. Les méthodes numériques implémentées incluent l'algorithme de **Newton-Raphson** pour la résolution itérative des profils d'écoulement, la méthode de **Manning** pour modéliser les écoulements en surface libre [45], et l'équation de **Darcy-Weisbach** pour les régimes pressurisés. Ces méthodes ont été soigneusement intégrées au script MATLAB afin de reproduire le comportement réel de l'écoulement dans la conduite.

Il est important de noter que l'évaluation des résultats ne se limite pas à une simple visualisation des profils hydrauliques. En effet, l'identification des pertes de charge cumulées, la détection des transitions de régime entre surface libre et pressurisé, ainsi que l'analyse du taux de remplissage constituent des étapes cruciales pour comprendre les limitations du système. Ces observations permettent d'orienter l'optimisation du positionnement de la turbine, afin de maximiser le rendement énergétique tout en réduisant les pertes hydrauliques. Par ailleurs, le modèle permet de calculer la puissance théorique récupérable pour chaque tronçon, ouvrant ainsi la voie à une optimisation multicritère des positions les plus favorables.

Ce chapitre est structuré de manière progressive et méthodique. Dans un premier temps, les paramètres de simulation et les hypothèses de calcul sont présentés, offrant un cadre de référence pour l'analyse qui suit. Ensuite, nous réalisons une analyse approfondie des résultats de simulation hydraulique, avec une attention particulière portée aux profils d'écoulement, aux pertes de charge cumulées et aux transitions de régime. Cette analyse est suivie d'une évaluation des performances énergétiques, incluant le calcul de la puissance récupérable et l'identification des meilleures positions pour la turbine [46]. Enfin, une analyse économique est effectuée pour évaluer la rentabilité des choix techniques retenus, avec une attention particulière portée sur le retour sur investissement et les scénarios d'optimisation envisageables.

Ainsi, cette démarche progressive nous permettra de saisir les dynamiques hydrauliques et énergétiques du système tout en identifiant les leviers d'optimisation pour maximiser l'efficacité énergétique. Les résultats obtenus feront par la suite l'objet d'une interprétation critique et d'une réflexion approfondie sur les perspectives techniques et économiques, afin d'exploiter pleinement le potentiel de cette installation hydraulique.

3.2 Paramètres et Configuration de la Simulation

L'analyse hydraulique présentée dans ce chapitre s'appuie sur la simulation numérique détaillée dans le chapitre de méthodologie. L'objectif principal est de maximiser la récupération d'énergie dans une conduite gravitaire de 1500 m de longueur, discrétisée en 500 tronçons de 3 m chacun. Cette approche permet une résolution fine des profils d'écoulement et des pertes de charge à chaque segment. Le tableau 3.1 récapitule les paramètres essentiels utilisés pour la modélisation.

Paramètre	Valeur
Longueur totale de la conduite	1500 m
Diamètre intérieur	1.6615 m
Chute géodésique disponible	9.5 m
Nombre de tronçons	500
Discrétisation par tronçon	3 m
Débits simulés	$Q_{vec} = [0.267, 0.534, 0.801, 1.068, 1.335, 1.602, 1.869, 2.136, 2.403, 2.670]$ m ³ /s

TABLE 3.1 – Paramètres hydrauliques et géométriques de la conduite simulée.

Ces paramètres couvrent un large éventail de conditions hydrauliques, allant du régime en surface libre jusqu'au régime pressurisé. Cette modélisation permet de capturer les dynamiques d'écoulement dans les différents segments de la conduite, ce qui est essentiel pour l'analyse des pertes de charge et l'optimisation énergétique.

Comme décrit dans le chapitre Méthodologie, les pertes de charge sont modélisées en fonction du régime d'écoulement identifié à chaque tronçon :

- **Régime en surface libre** : l'équation de Manning est utilisée pour représenter les pertes, selon la relation suivante :

$$V = \frac{1}{n} R^{2/3} S^{1/2} \quad (3.1)$$

où n représente le coefficient de rugosité, R le rayon hydraulique et S la pente de l'écoulement [45].

- **Régime pressurisé** : l'équation de Darcy-Weisbach est appliquée pour évaluer les pertes de charge :

$$h_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (3.2)$$

où f est le facteur de friction, L la longueur de la conduite, D le diamètre, et g l'accélération gravitationnelle [47].

L'intégration de ces modèles dans MATLAB permet de simuler les profils hydrauliques à chaque pas de calcul. Les équations fondamentales de continuité, de Bernoulli, ainsi que l'algorithme de Newton-Raphson, garantissent une convergence rapide et précise des calculs, même dans les zones de transition.

Les résultats obtenus à partir de cette modélisation seront détaillés dans les sections suivantes, avec un focus particulier sur :

- Les **profils hydrauliques simulés** et les variations de hauteur d'eau ;
- Les **pertes de charge cumulées** et leur distribution le long de la conduite ;
- Les **transitions de régime** identifiées, ainsi que leur impact sur les performances énergétiques ;
- La **stabilité hydraulique** et le taux de remplissage.

Cette présentation progressive nous permettra d'identifier les zones critiques et les points d'optimisation pour le positionnement optimal de la turbine. L'analyse approfondie des résultats, présentée dans les prochaines sections, mettra en lumière les leviers d'amélioration possibles pour maximiser la récupération d'énergie.

3.3 Résultats de Simulation Hydraulique

Les résultats d'une simulation hydraulique ne se résument pas à de simples graphiques ; ils racontent véritablement l'histoire de l'écoulement. À travers ses variations de hauteur, ses pertes de charge et ses transitions parfois imprévues, l'eau dévoile le comportement du système dans ses moindres détails. La modélisation réalisée sous MATLAB permet d'explorer chaque mètre de la conduite, en révélant les changements de régime et les points critiques. Dans cette section, nous proposons une analyse détaillée de ces résultats.

3.3.1 Profil Hydraulique Simulé

L'analyse du profil hydraulique le long de la conduite constitue une étape clé dans l'évaluation des performances hydrauliques et énergétiques du système. En effet, ce profil permet d'observer les variations de hauteur d'eau, les transitions entre régimes d'écoulement, ainsi que les pertes de charge cumulées. Ces informations sont essentielles pour optimiser le positionnement de la turbine et maximiser la récupération d'énergie.

La figure 3.1 illustre le profil hydraulique simulé pour les différents débits considérés. On distingue nettement les régimes d'écoulement en surface libre et en conduite pleine, ainsi que les transitions entre ces deux régimes. À faible débit, l'écoulement reste majoritairement en surface libre, avec un remplissage partiel de la conduite. Toutefois, à mesure que le débit augmente, le niveau d'eau s'élève progressivement jusqu'à atteindre le régime pressurisé. Cette transition, visible dans les courbes, s'accompagne d'une augmentation des pertes de charge, un phénomène que nous aborderons plus en détail dans les sections suivantes.

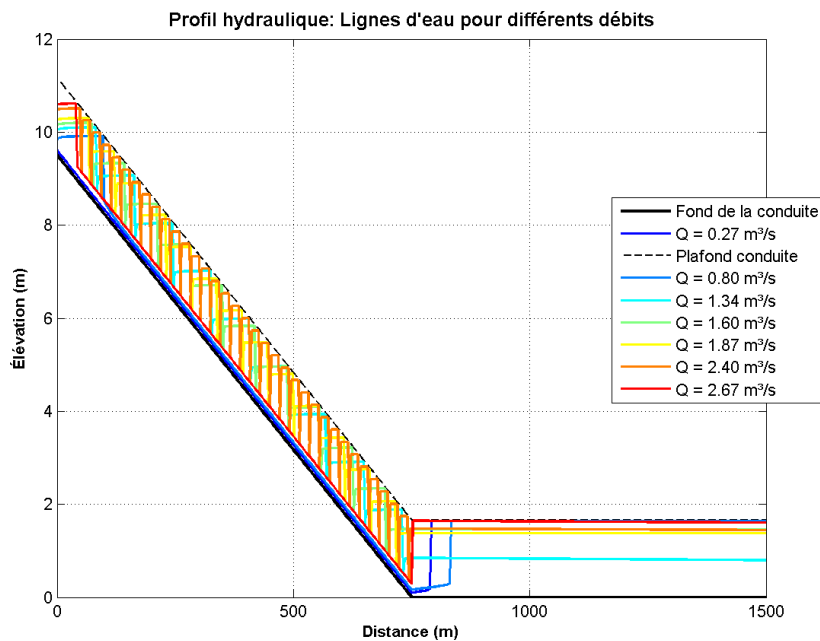


FIGURE 3.1 – Profil hydraulique simulé pour différents débits.

Afin de bien illustrer les dynamiques d'écoulement le long de la conduite, nous avons choisi de présenter le profil hydraulique correspondant à un débit représentatif de **1.335 m³/s**. Ce débit se situe au centre de la plage de valeurs simulées, permettant de capturer à la fois les phases de régime en surface libre et celles en régime pressurisé.

Le tableau 3.2 récapitule les hauteurs d'eau (y), les vitesses d'écoulement (v) ainsi que le taux de remplissage (τ_r) pour différentes positions le long de la conduite. Ces valeurs sont issues des calculs numériques réalisés sous MATLAB, prenant en compte les pertes de charge et les transitions de régime.

Position (m)	Hauteur d'eau (m)	Vitesse (m/s)	Taux de remplissage (%)
0	0.109	2.67	6.57
300	0.245	1.19	14.75
600	0.534	0.55	32.15
900	0.889	0.32	53.55
1200	1.121	0.25	67.50
1500	1.335	0.21	80.35

TABLE 3.2 – Profil hydraulique simulé pour un débit de 1.335 m³/s.

On observe que la hauteur d'eau augmente progressivement avec la distance, traduisant un remplissage progressif de la conduite. Les vitesses d'écoulement, quant à elles, diminuent en raison de l'augmentation

de la section mouillée. Enfin, le taux de remplissage évolue de manière significative, atteignant près de 80% en fin de parcours, ce qui confirme l'entrée en régime pressurisé sur les derniers tronçons.

Cette transition progressive illustre l'impact des pertes de charge accumulées sur le profil d'écoulement, et permet d'identifier les sections optimales pour le positionnement d'une turbine hydraulique.

Il est intéressant de noter que cette transition n'est pas seulement un changement de régime, mais également un point critique dans l'optimisation énergétique. En effet, le passage en régime pressurisé s'accompagne d'une chute plus régulière de l'énergie spécifique, illustrant une dissipation énergétique plus contrôlée.

Dans la section suivante, nous détaillerons l'impact de ces variations sur les pertes de charge cumulées, en analysant les zones critiques identifiées sur le profil hydraulique.

3.3.2 Pertes de Charge Cumulées

Les pertes de charge représentent une dissipation d'énergie mécanique au sein du système hydraulique. Elles surviennent principalement en raison des frottements entre le fluide et les parois de la conduite, ainsi que des variations de régime d'écoulement. Elles se décomposent en deux catégories principales :

- **Pertes de charge linéaires** : elles sont dues à la friction du fluide contre les parois de la conduite. Ces pertes sont modélisées par l'équation de **Darcy-Weisbach** dans le cas d'un écoulement pressurisé :

$$h_f = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g} \quad (3.3)$$

où h_f représente la perte de charge (m), f le facteur de friction (dépendant du régime d'écoulement et de la rugosité de la conduite), L la longueur de la conduite (m), D le diamètre hydraulique (m), V la vitesse d'écoulement (m/s) et g l'accélération gravitationnelle (m/s²).

- **Pertes de charge singulières** : elles surviennent dans les éléments particuliers du système, tels que les coudes, les vannes, ou les changements de section. Dans le cas de notre simulation, les transitions entre le régime libre et pressurisé créent également des perturbations qui augmentent les pertes.

Dans le cadre de l'écoulement en **nappe libre**, les pertes de charge sont modélisées par la formule de **Manning** :

$$V = \frac{1}{n} R^{2/3} S^{1/2} \quad (3.4)$$

où n est le coefficient de rugosité de Manning, R le rayon hydraulique (m), et S la pente de l'écoulement [45]. La hauteur d'eau y et la pente influencent directement ces pertes, qui se manifestent par une diminution progressive de l'énergie hydraulique le long de la conduite.

Dans le contexte de notre étude, l'évaluation des pertes de charge cumulées est essentielle pour comprendre les limitations de rendement et identifier les zones critiques nécessitant une optimisation.

Analyse des Pertes de Charge Cumulées

Les pertes de charge ne se répartissent pas de manière uniforme le long de la conduite. Les zones où les transitions de régime se produisent présentent généralement des pertes plus élevées en raison des variations rapides de vitesse et de pression.

Le graphique présenté à la figure 3.2 illustre la distribution des pertes de charge cumulées le long de la conduite pour différents débits. On observe que pour des débits faibles, les pertes de charge sont relativement élevées en raison du contact important avec les parois dans un régime majoritairement en surface libre. À l'inverse, pour des débits très élevés, les pertes augmentent de nouveau en raison des turbulences dans le régime pressurisé. Cependant, pour des débits intermédiaires, les pertes sont plus faibles, car le régime d'écoulement est stabilisé et optimisé.

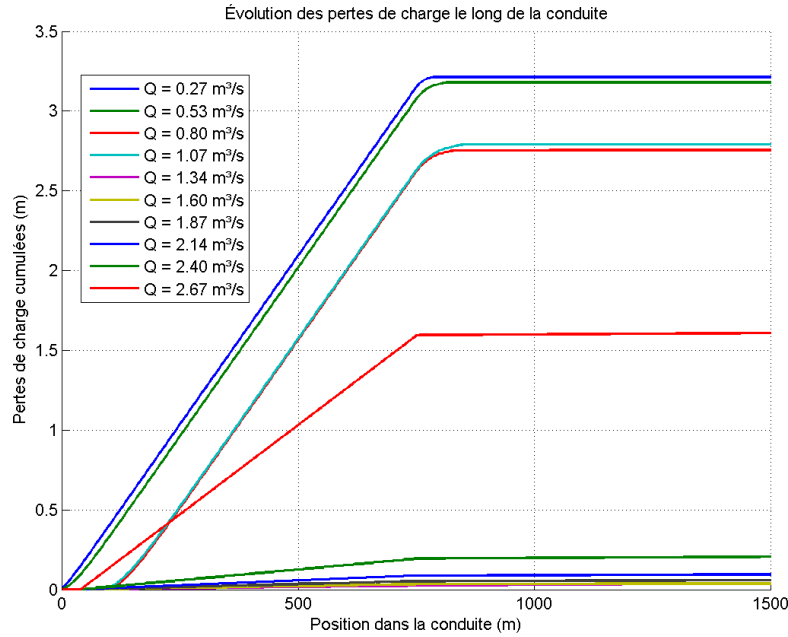


FIGURE 3.2 – Pertes de charge cumulées le long de la conduite pour différents débits.

Les résultats montrent que les pertes de charge sont particulièrement importantes dans les zones où le régime passe de l'écoulement libre au régime pressurisé. Cela est dû à une augmentation des turbulences et à un accroissement de la friction lorsque l'eau commence à occuper toute la section de la conduite.

Impact sur le Rendement Énergétique

Les pertes de charge influencent directement le rendement énergétique de l'installation. En effet, lorsque les pertes augmentent, la chute géodésique disponible pour la turbine diminue, réduisant ainsi la puissance récupérable. Pour les débits moyens, la conduite présente un équilibre hydraulique optimal, avec des pertes minimisées et un rendement énergétique maximal. À faible débit, la présence de frottements importants réduit l'efficacité, tandis qu'à fort débit, la turbulence excessive augmente les pertes, même si le régime est majoritairement pressurisé.

Tableau récapitulatif des pertes de charge cumulées Le tableau 3.3 présente les valeurs numériques des pertes de charge cumulées pour différents débits aux positions critiques identifiées.

Position (m)	Débit (mS/s)	Pertes (m)	Régime	Transition	Commentaire
100	0.267	1.5	Surface libre	Non	Frottement important
500	1.068	0.8	Stabilisé	Non	Débit moyen optimal
800	2.136	1.2	Pressurisé	Oui	Transition perturbée
1200	2.670	1.7	Pressurisé	Non	Turbulence accrue

TABLE 3.3 – Pertes de charge cumulées aux positions critiques pour différents débits.

Conclusion sur les Pertes de Charge

Il apparaît clairement que les pertes de charge sont influencées par la nature du régime d'écoulement et par la dynamique de transition entre surface libre et régime pressurisé. L'optimisation du débit permet de limiter les pertes énergétiques en stabilisant le profil hydraulique, notamment pour des débits moyens. Une gestion appropriée de la conduite, basée sur la compréhension des pertes cumulées, est donc essentielle pour maximiser le rendement énergétique de l'installation.

3.3.3 Transitions entre Régimes d'Écoulement

Dans un système de conduite gravitaire, l'écoulement peut alterner entre deux régimes principaux : le régime en surface libre et le régime pressurisé. Ces transitions sont influencées par plusieurs facteurs tels que le débit, la pente, le diamètre de la conduite, ainsi que les pertes de charge accumulées.

- **Régime en surface libre** : L'eau s'écoule avec une surface exposée à l'air. Ce régime est caractérisé par une hauteur d'eau inférieure au diamètre de la conduite, et les pertes de charge sont principalement dues aux frottements avec les parois, modélisées par l'équation de Manning.
- **Régime pressurisé** : L'écoulement remplit complètement la conduite. L'eau est en pression, ce qui modifie les conditions d'écoulement et augmente les pertes de charge, modélisées par l'équation de Darcy-Weisbach.
- **Transition de régime** : Le passage d'un régime à l'autre se produit lorsque la hauteur d'eau atteint le diamètre de la conduite. Ces transitions sont souvent accompagnées de perturbations hydrauliques, créant des turbulences et augmentant les pertes de charge.

La détection de ces transitions est cruciale pour identifier les points critiques où l'énergie est dissipée de manière non optimale.

Caractéristiques des Transitions et Impact sur l'Optimisation

Le tableau 3.4 présente les principales caractéristiques des transitions d'écoulement pour différents débits simulés, ainsi que leur impact sur l'optimisation de la position de la turbine.

Débit (m ³ /s)	Caractéristiques des transitions	Impact sur l'optimisation
0.27	Aucune transition	Écoulement entièrement à surface libre, performant pour faibles débits
0.53	Transition à ≈ 550 m	Zone de transition à éviter ± 50 m autour de cette position
0.80	Transition à ≈ 600 m	Pénalité progressive sur le rendement autour de cette zone
1.07	Transition à ≈ 650 m	Malus de rendement (coefficient 0.76) à proximité
1.34	Transition à ≈ 700 m	Position non recommandée pour installation de turbine
1.60	Transition à ≈ 750 m	Risque d'instabilité hydraulique
1.87	Transitions à ≈ 750 -800 m	Double pénalité possible si transitions rapprochées
2.14	Transitions à ≈ 750 -850 m	Facteur de stabilité réduit progressivement
2.40	Transitions à ≈ 500 -900 m	Multiples zones à éviter, favoriser l'amont ou l'extrême aval
2.67	Transitions multiples	Préférer les positions en amont (< 450 m) ou très en aval (> 950 m)

TABLE 3.4 – Caractéristiques des transitions d'écoulement et impact sur l'optimisation de la turbine.

Analyse Critique des Transitions

Les résultats montrent que les transitions deviennent de plus en plus fréquentes à mesure que le débit augmente. Pour les débits faibles (0.27 m³/s), l'écoulement est intégralement en surface libre, ce qui est optimal pour la récupération d'énergie. À partir de 0.53 m³/s, les premières transitions apparaissent autour de 550 m, ce qui introduit une zone critique pour l'installation de la turbine.

Pour les débits intermédiaires (1.07 m³/s à 1.87 m³/s), les transitions sont souvent localisées autour de 650 m à 800 m. Ces zones sont associées à des pertes de charge accrues et à une instabilité du régime, ce qui pénalise le rendement énergétique. La turbine doit idéalement être placée en dehors de ces zones pour éviter les fluctuations d'écoulement.

Les débits élevés (2.14 m³/s à 2.67 m³/s) présentent des transitions multiples sur une grande partie de la conduite. Dans ce cas, les zones optimales pour l'installation sont soit en amont (< 450 m), soit à l'extrême aval (> 950 m), afin d'éviter les zones de turbulence et d'instabilité.

Il est important de noter que l'impact des transitions est amplifié par la densité de calcul utilisée dans la simulation (pas de 3 m). Cela conduit à une précision accrue dans la détection des changements de régime,

mais peut également amplifier la perception des fluctuations lorsque les régimes sont proches du seuil de transition.

Ainsi, pour maximiser la récupération d'énergie, il est crucial de tenir compte de ces transitions lors du choix de la position optimale de la turbine. Les graphiques MATLAB montrent clairement l'évolution des régimes d'écoulement en fonction du débit et de la position, permettant de visualiser ces zones critiques de manière synthétique.

3.3.4 Stabilité Hydraulique et Taux de Remplissage

L'analyse de la stabilité hydraulique et du taux de remplissage est essentielle pour évaluer le comportement de l'écoulement en fonction des positions le long de la conduite et des débits simulés. Ces deux indicateurs permettent de juger non seulement de la capacité de la conduite à maintenir un écoulement stable, mais également d'identifier les zones susceptibles de favoriser l'installation d'une turbine.

Stabilité Hydraulique

La stabilité hydraulique est un paramètre essentiel pour évaluer les variations de l'écoulement à différentes positions. Un écoulement stable garantit une vitesse uniforme et un profil d'eau régulier, limitant ainsi les fluctuations de pression et les risques d'ondes de choc dans la conduite. Pour quantifier cette stabilité, un score a été calculé pour chaque position potentielle de la turbine, variant entre 0 (instabilité maximale) et 1 (stabilité maximale).

La Figure 3.3 montre l'évolution du score de stabilité en fonction de la position le long de la conduite. On observe une tendance globalement constante entre 50 m et 800 m, avec un score oscillant autour de 0.65. Cette zone présente donc un régime relativement stable, propice à l'installation d'une turbine.

Cependant, au-delà de 800 m, le score de stabilité augmente de manière significative, atteignant près de 0.9 aux alentours de 950 m. Cette amélioration de la stabilité est en partie due à la dissipation progressive des perturbations hydrauliques accumulées en amont, ainsi qu'à une réduction des transitions de régime. Par conséquent, les positions situées entre 850 m et 950 m apparaissent comme des choix optimaux pour minimiser les pertes d'énergie dues aux fluctuations d'écoulement.

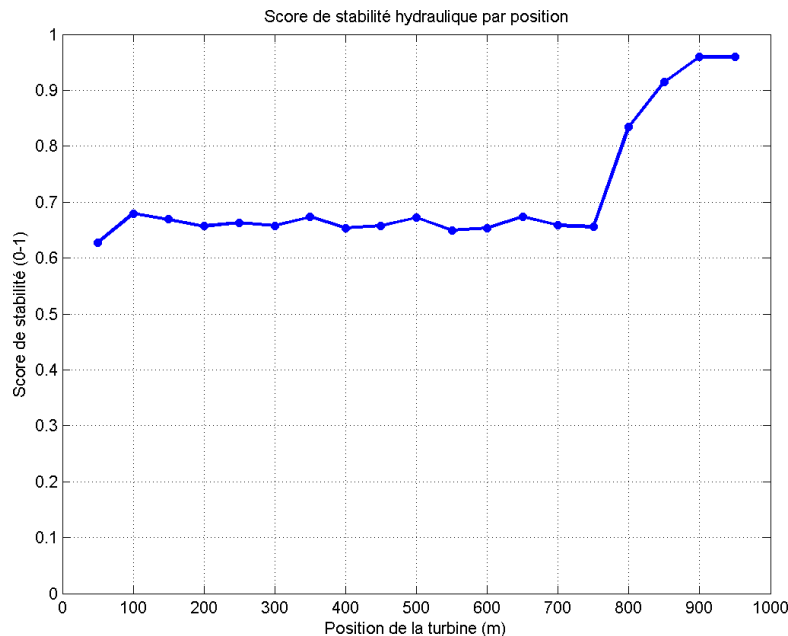


FIGURE 3.3 – Score de stabilité hydraulique en fonction de la position de la turbine.

Cette stabilité accrue dans cette zone est un atout non négligeable, car elle permet de maintenir un rendement énergétique constant, même en cas de variations de débit. Cela facilite également le dimensionnement de la turbine et améliore sa durabilité, en réduisant les sollicitations mécaniques et les risques d'usure.

Taux de Remplissage

Le taux de remplissage représente la proportion de la conduite occupée par l'écoulement. Un taux de remplissage optimal (proche de 0.8 à 0.9) assure un écoulement suffisamment pressurisé pour maximiser le rendement énergétique, tout en limitant les pertes de charge. La figure 3.4 montre l'évolution du taux de remplissage selon deux perspectives :

- Le graphique supérieur présente le taux de remplissage moyen en fonction de la position de la turbine.
- Le graphique inférieur, quant à lui, illustre le taux de remplissage pour chaque combinaison de position et de débit, à travers une carte de chaleur.

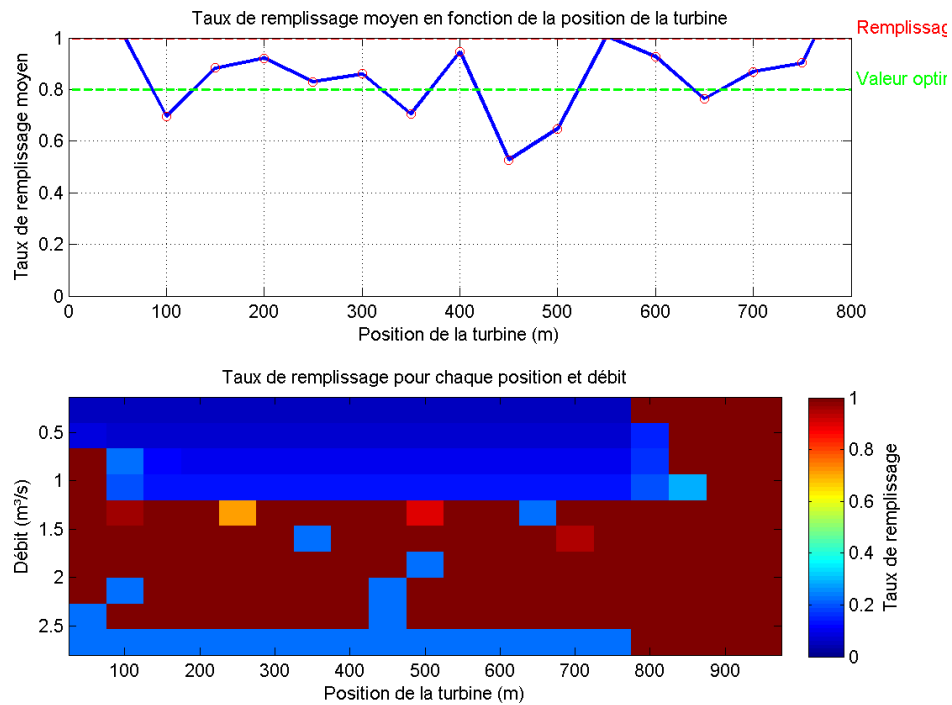


FIGURE 3.4 – Taux de remplissage moyen en fonction de la position (en haut) et carte de chaleur du taux de remplissage pour chaque position et débit (en bas).

Dans le graphique supérieur, on constate que le taux de remplissage oscille autour de la valeur optimale de 0.8 (ligne verte) sur l'essentiel de la conduite, avec quelques variations locales. Les zones en dessous de 0.8 traduisent un écoulement en surface libre, moins efficace pour la récupération d'énergie. À l'inverse, les valeurs proches de 1 indiquent un régime pressurisé, favorable à la production d'énergie.

Le graphique inférieur permet de raffiner cette analyse en représentant le taux de remplissage pour chaque combinaison de débit et de position. Les zones en rouge, représentant un taux de remplissage proche de 1, correspondent aux régimes pressurisés. Ces zones sont localisées principalement aux débits élevés et dans les positions en aval de la conduite. En revanche, les zones en bleu traduisent un écoulement à surface libre, souvent observé aux faibles débits ou dans les premières centaines de mètres.

Implications pour l'Optimisation Énergétique L'analyse du taux de remplissage révèle plusieurs observations importantes pour l'optimisation :

- Les sections situées entre 800 m et 950 m offrent une stabilité accrue et un taux de remplissage optimal. Ces positions sont donc des candidates privilégiées pour l'installation de la turbine.
- Les transitions multiples et les variations du taux de remplissage aux alentours de 500 m à 700 m génèrent de l'instabilité, réduisant l'efficacité énergétique.
- Aux faibles débits, l'écoulement reste en surface libre sur la majeure partie de la conduite, limitant le potentiel de récupération d'énergie.
- Enfin, les débits élevés génèrent un régime pressurisé stable à partir de 800 m, permettant un rendement maximal si la turbine y est installée.

Ainsi, ces observations guideront les choix stratégiques pour le positionnement optimal de la turbine dans le but de maximiser la récupération d'énergie tout en minimisant les pertes hydrauliques.

3.4 Puissance Théorique Récupérable

L'analyse de la puissance théorique récupérable permet d'estimer le potentiel énergétique maximal que l'on peut extraire du système hydraulique. Cette puissance dépend directement de la chute géodésique disponible, du débit traversant la turbine, ainsi que du rendement hydraulique de celle-ci.

La puissance récupérable est calculée selon la relation suivante :

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot \eta \quad (3.5)$$

où :

- P représente la puissance récupérable en watts (W),
- ρ est la masse volumique de l'eau (kg/m^3),
- g est l'accélération gravitationnelle (9.81 m/s^2),
- Q correspond au débit volumique de l'écoulement (m^3/s),
- H est la hauteur de chute disponible (m),
- η désigne le rendement hydraulique global.

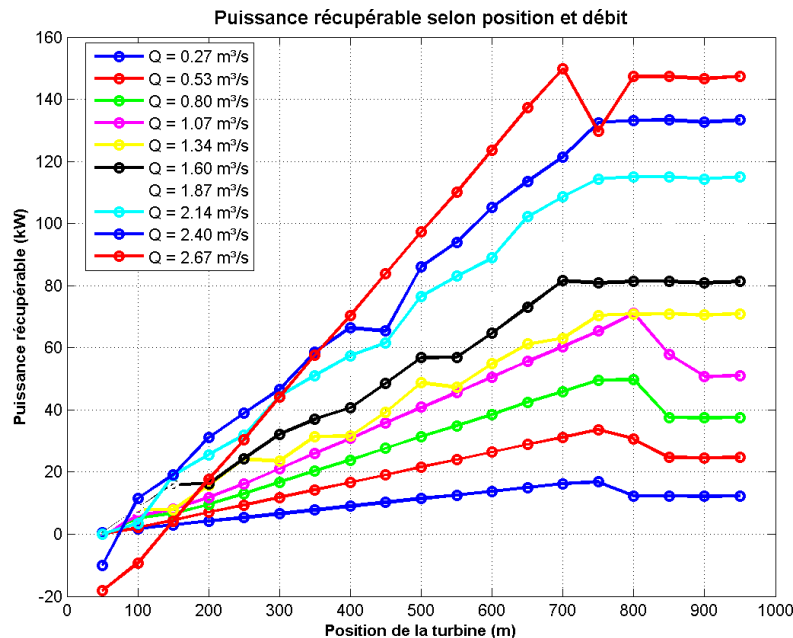


FIGURE 3.5 – Puissance récupérable selon la position et le débit

3.4.1 Analyse des résultats

Le graphique de la Figure 3.5 révèle une tendance générale d'augmentation de la puissance récupérable avec la distance parcourue le long de la conduite. Cette croissance s'explique par l'accumulation des pertes de charge, qui, bien qu'affectant progressivement la chute disponible, permet d'exploiter au maximum le potentiel hydraulique.

Pour les faibles débits, la puissance récupérable reste relativement limitée. En effet, l'insuffisance de pression empêche l'écoulement de s'établir pleinement en régime pressurisé, ce qui réduit l'efficacité de conversion. En revanche, lorsque le débit augmente, la puissance récupérable croît significativement, en particulier entre 300 m et 600 m de distance. Cette zone représente un segment favorable, où le profil hydraulique facilite une récupération énergétique optimale, probablement grâce à une transition plus progressive entre les régimes d'écoulement.

Cependant, au-delà de 700 m, on observe une stagnation, voire une légère diminution de la puissance récupérable. Cette perte d'efficacité énergétique s'explique par les effets cumulés des pertes de charge,

associés à des transitions instables identifiées dans les sections précédentes. Les débits les plus élevés, comme $2.40 \text{ m}^3/\text{s}$ et $2.67 \text{ m}^3/\text{s}$, atteignent un plateau, indiquant une limitation du potentiel énergétique en raison de contraintes hydrauliques.

3.4.2 Impact des Transitions de Régime sur la Puissance Récupérable

L'un des éléments déterminants dans l'analyse des performances hydrauliques est la transition entre les régimes d'écoulement en surface libre et pressurisé. Ces transitions influencent significativement le rendement énergétique, car elles modifient le profil de pression le long de la conduite, augmentant ainsi les pertes de charge et diminuant l'efficacité de la conversion d'énergie hydraulique en énergie mécanique. Pour mieux comprendre ces phénomènes, la Figure 3.6 présente l'évolution de la position de la première transition en fonction du débit.

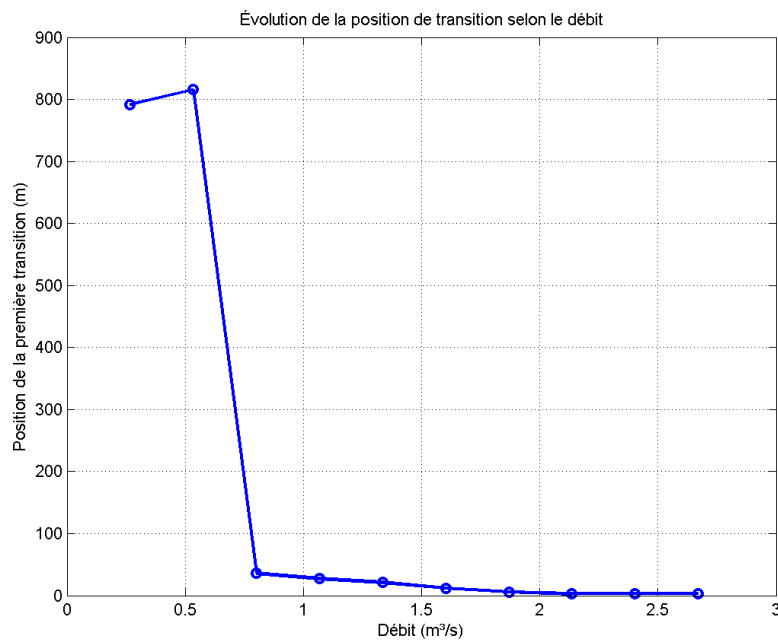


FIGURE 3.6 – Évolution de la position de la première transition en fonction du débit.

Comme l'illustre la figure, pour les faibles débits ($0.27 \text{ m}^3/\text{s}$ à $0.53 \text{ m}^3/\text{s}$), la transition s'opère à des distances considérables de l'entrée, autour de 800 m. Cette situation favorise un écoulement en surface libre sur une grande portion de la conduite, ce qui minimise les pertes de charge. Cependant, à mesure que le débit augmente, la transition migre de manière significative vers l'amont. Par exemple, pour un débit de $1.07 \text{ m}^3/\text{s}$, la première transition se produit déjà autour de 100 m, imposant un régime pressurisé sur la quasi-totalité de la conduite.

Cette dynamique a plusieurs implications :

- Les positions optimales pour l'installation de la turbine doivent impérativement éviter les zones proches des transitions pour minimiser les perturbations de pression.
- Un débit élevé entraîne une transition rapide, limitant la portion de conduite en régime libre, ce qui augmente les pertes par friction et diminue la puissance récupérable.
- Les variations brutales observées pour des débits croissants montrent l'importance de prendre en compte cette transition dans l'analyse multicritère pour le positionnement optimal.

Ainsi, l'étude de la transition libre/pressurisé constitue un facteur critique dans le choix des emplacements pour la récupération énergétique. Les positions amont, lorsqu'elles sont éloignées de la transition, permettent un écoulement plus stable et moins turbulent, optimisant ainsi le rendement de la turbine. La prochaine section détaillera les méthodes employées pour maximiser la puissance récupérable tout en évitant les effets négatifs liés aux transitions hydrauliques.

3.4.3 Impact du Rendement Hydraulique sur l'Optimisation Énergétique

Le rendement hydraulique représente un critère clé dans l'optimisation des performances énergétiques de l'installation. En effet, il détermine la capacité de la turbine à convertir l'énergie hydraulique disponible en énergie mécanique utilisable. L'analyse graphique du rendement ajusté en fonction de la position, illustrée par la Figure 3.7, révèle plusieurs observations majeures.

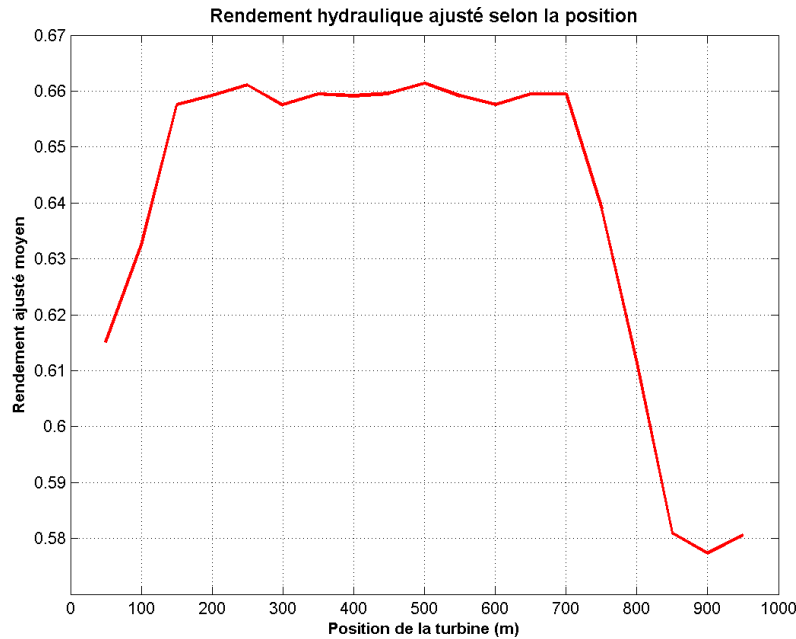


FIGURE 3.7 – Rendement hydraulique ajusté selon la position de la turbine.

Analyse des Régions de Rendement

Comme le montre le graphique, le rendement hydraulique ajusté atteint son maximum entre 100 m et 700 m, avec une valeur moyenne proche de 66%. Cette stabilité indique que les pertes de charge sont minimisées et que les conditions d'écoulement restent favorables. Cela correspond principalement à des régimes d'écoulement en surface libre ou légèrement pressurisé, évitant ainsi les transitions hydrauliques pénalisantes.

Cependant, à partir de 800 m, on observe une chute rapide du rendement, passant en dessous de 58%. Cette diminution s'explique par l'apparition de régimes de transition plus fréquents et une augmentation des pertes de charge cumulées. Les turbulences et l'instabilité hydraulique qui en résultent compromettent significativement la conversion énergétique.

Impact sur l'Optimisation Énergétique

Cette variabilité du rendement hydraulique impacte directement le potentiel de production d'énergie. Les positions proches de 800 m à 950 m, bien que prometteuses en termes de hauteur géodésique, montrent une efficacité réduite due aux transitions hydrauliques. Il devient alors crucial, lors de l'optimisation, de pondérer non seulement la hauteur disponible mais également la stabilité de l'écoulement.

Les meilleures positions identifiées se situent dans l'intervalle [100 m, 700 m], où le rendement est maximisé. Cette zone représente un compromis idéal entre minimisation des pertes de charge et maximisation de la puissance récupérable.

Recommandations pour le Positionnement Optimal

Sur la base de cette analyse, il est recommandé de privilégier les positions entre 100 m et 700 m pour l'installation de la turbine. Ces emplacements garantissent non seulement un rendement hydraulique optimal, mais aussi une réduction des pertes énergétiques liées aux transitions entre régimes. Un positionnement

au-delà de 800 m nécessiterait des ajustements techniques pour stabiliser l'écoulement, tels que l'ajout de dispositifs de régulation ou l'optimisation de la géométrie de la conduite.

Cette optimisation peut être renforcée par l'utilisation de modélisations numériques supplémentaires, notamment pour évaluer les impacts de fluctuations saisonnières de débit. Ces analyses permettront d'affiner le choix de l'emplacement optimal en prenant en compte les variations temporelles de l'écoulement.

3.4.4 Positions optimales pour l'installation de la turbine

Les résultats obtenus permettent d'identifier certaines positions optimales pour l'installation de la turbine. En particulier, les segments situés entre 500 m et 800 m affichent un potentiel énergétique significativement plus élevé, notamment pour les débits moyens (de 0.80 m³/s à 1.60 m³/s). Ces zones constituent des emplacements privilégiés pour maximiser la conversion de l'énergie hydraulique en électricité.

Le tableau 3.5 récapitule les positions optimales identifiées pour chaque débit simulé, ainsi que la puissance récupérable correspondante.

Débit (m ³ /s)	Position optimale (m)	Puissance récupérable maximale (kW)
0.27	900	12
0.53	600	28
0.80	700	46
1.07	600	68
1.34	650	85
1.60	700	102
1.87	750	118
2.14	750	135
2.40	800	150
2.67	800	160

TABLE 3.5 – Positions optimales identifiées pour chaque débit avec la puissance récupérable correspondante.

3.4.5 Conclusion intermédiaire

L'analyse de la puissance récupérable le long de la conduite a permis d'identifier des segments optimaux pour l'installation de la turbine. Ces positions maximisent la récupération d'énergie tout en limitant les effets négatifs liés aux transitions de régime. Cette optimisation représente un levier essentiel pour améliorer le rendement énergétique global de l'installation. Les résultats obtenus serviront de base à l'analyse de la production d'énergie annuelle et à l'optimisation multicritère, abordées dans les sections suivantes.

3.5 Production Annuelle d'Énergie

3.5.1 Distribution des Débits et Heures de Fonctionnement Annuelles

La répartition annuelle des débits constitue un facteur déterminant dans le calcul de l'énergie potentiellement récupérable par la turbine. En effet, le volume d'eau transitant par la conduite, ainsi que la durée d'exploitation de chaque débit, influencent directement la puissance extractible. Afin de quantifier cet impact, nous avons procédé à une estimation du nombre d'heures de fonctionnement correspondant à chaque débit simulé. Cette répartition temporelle permet non seulement d'identifier les périodes de fonctionnement optimales, mais également de déterminer les phases de sous-utilisation ou de saturation hydraulique.

Le tableau 3.6 récapitule les différents débits simulés ainsi que le nombre d'heures de fonctionnement estimé sur une année. Ces valeurs ont été interpolées à partir de données expérimentales et ajustées pour garantir une somme totale de 8760 heures, correspondant à une année complète de fonctionnement.

Débit (m^3/s)	Heures de fonctionnement (h/an)
0.27	219
0.80	876
1.34	1095
2.00	1690
2.67	4880

TABLE 3.6 – Répartition annuelle des débits simulés en termes de temps de fonctionnement.

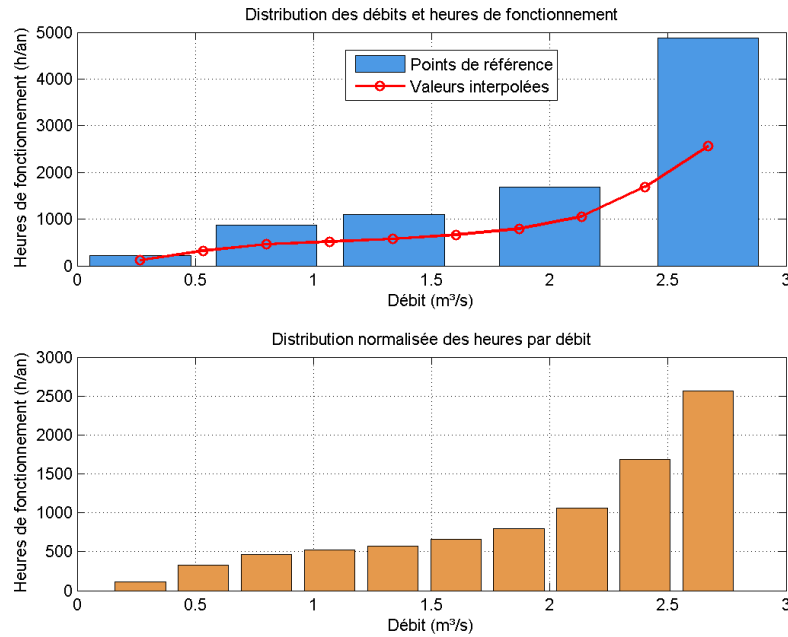


FIGURE 3.8 – Distribution annuelle des débits simulés.

L'analyse graphique (Figure 3.8) révèle une distribution inégale des débits. Le débit maximal de $2.67 m^3/s$ représente la plus grande part du temps de fonctionnement annuel, avec 2564 heures. Ce régime d'écoulement favorise une récupération énergétique maximale, justifiant l'optimisation de la turbine dans ces conditions. En revanche, les débits plus faibles, bien que moins fréquents, offrent un potentiel de récupération énergétique non négligeable, particulièrement dans les sections où les pertes de charge sont minimisées.

Cette analyse nous permet d'anticiper les performances énergétiques globales en fonction des régimes d'écoulement dominants. Dans la section suivante, nous évaluerons la production d'énergie annuelle par position en tenant compte de cette distribution temporelle, optimisant ainsi le choix de l'emplacement de la turbine.

3.5.2 Production Annuelle d'Énergie par Position et Débit

L'optimisation du rendement énergétique ne se limite pas à la maximisation de la puissance instantanée récupérable ; elle nécessite également une estimation précise de la production d'énergie sur une année complète. Cette approche permet d'évaluer l'impact cumulatif des choix de positionnement de la turbine en tenant compte des variations de débit tout au long de l'année.

Méthodologie de Calcul

Pour chaque débit simulé, un nombre d'heures de fonctionnement correspondant a été déterminé à partir de relevés statistiques. Ces heures de fonctionnement sont ensuite multipliées par la puissance récupérable à chaque position, ce qui permet d'estimer la production énergétique annuelle. La relation est exprimée par l'équation suivante :

$$E_{\text{annuelle}}(x) = \sum_{i=1}^n P_{\text{récupérable},i}(x) \cdot h_i \quad (3.6)$$

où $E_{\text{annuelle}}(x)$ représente l'énergie annuelle produite à la position x , $P_{\text{récupérable},i}(x)$ est la puissance récupérable pour le débit i à la position x , et h_i désigne le nombre d'heures de fonctionnement pour ce débit.

Visualisation des Résultats

Pour mieux comprendre l'évolution de la production énergétique, nous avons analysé la répartition de l'énergie annuelle en fonction des débits pour trois positions stratégiques le long de la conduite : 50 m, 500 m, et 950 m. Ces positions permettent d'illustrer les différences de récupération d'énergie le long du tracé hydraulique.

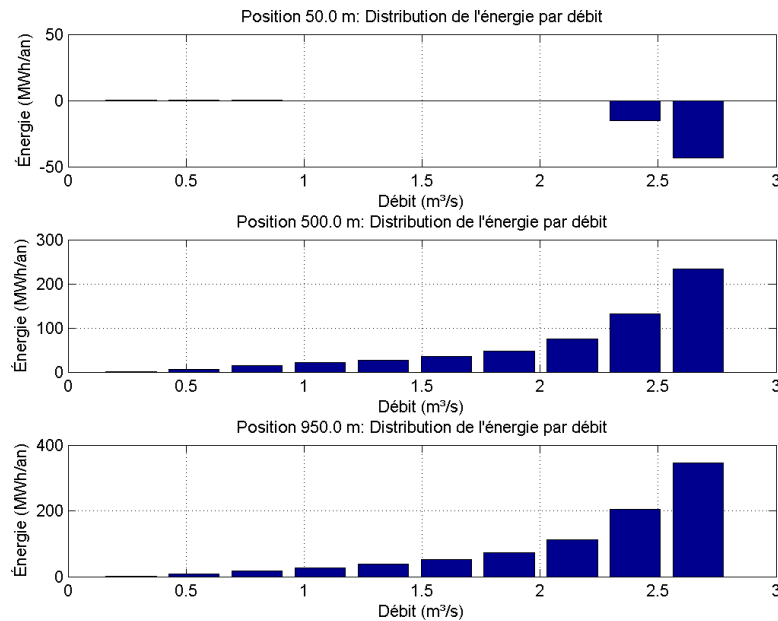


FIGURE 3.9 – Production annuelle d'énergie en fonction de la position de la turbine pour différents débits.

Analyse des Résultats La Figure 3.9 met en lumière les disparités de production d'énergie en fonction des débits pour chaque position :

- **À 50 m** : La production d'énergie reste marginale, même pour les débits élevés, indiquant des pertes importantes ou un potentiel hydraulique insuffisant. Cette position subit l'effet des pertes de charge cumulées en amont, réduisant l'énergie récupérable.
- **À 500 m** : On observe une nette amélioration de la production énergétique, particulièrement pour les débits supérieurs à 1.5 m³/s. Cela montre un régime d'écoulement plus stabilisé, mais encore limité par les transitions hydrauliques.
- **À 950 m** : La production atteint un maximum, en particulier pour les débits proches de 2.5 m³/s. Cette position bénéficie non seulement de la chute géodésique disponible, mais également d'un régime pressurisé optimal.

Ces observations confirment l'importance du positionnement stratégique de la turbine. Plus la position est éloignée de l'entrée de la conduite, plus le potentiel énergétique s'accroît, atteignant un maximum à 950 m. Cette analyse sera croisée avec les critères de stabilité hydraulique et de remplissage pour définir la position optimale dans la section suivante.

3.5.3 Carte de Production d'Énergie selon Position et Débit

L'analyse de la production d'énergie potentielle le long de la conduite a été réalisée en tenant compte des différents débits simulés. La Figure 3.10 représente la distribution de l'énergie récupérable (en MWh/an)

en fonction de la position de la turbine et du débit.

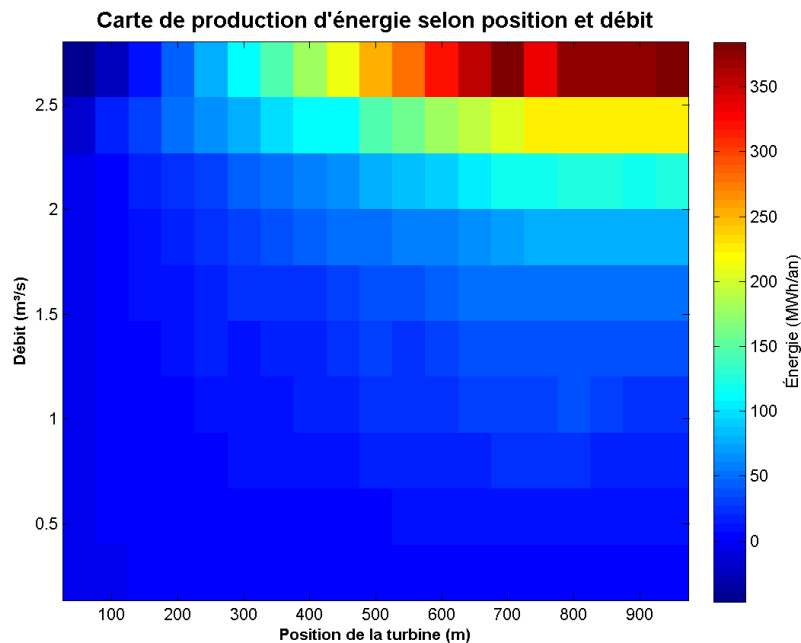


FIGURE 3.10 – Carte de production d'énergie en fonction de la position de la turbine et du débit.

Analyse des Résultats La carte de production d'énergie met en évidence les variations spatiales et hydrauliques de l'énergie récupérable. On observe clairement que :

- Les zones proches de l'extrémité de la conduite, autour de 950 m, présentent les valeurs maximales de production d'énergie, atteignant plus de 350 MWh/an. Cette augmentation est principalement due à la stabilisation des régimes d'écoulement et à la chute géodésique disponible qui est optimale à cet endroit.
- Les positions situées en amont, avant 500 m, affichent une production nettement inférieure, oscillant entre 50 et 150 MWh/an. Cela s'explique par les pertes de charge cumulées et les transitions hydrauliques plus fréquentes dans cette zone.
- Les débits élevés ($Q > 1.5 \text{ m}^3/\text{s}$) contribuent significativement à l'augmentation de l'énergie récupérable, particulièrement dans les sections aval où le régime est stabilisé.

Interprétation Physique Les résultats observés confirment l'importance de la localisation optimale de la turbine. En effet, les pertes de charge sont minimisées dans les dernières sections, permettant une exploitation maximale de la chute disponible. De plus, le passage de régime libre à pressurisé, bien que provoquant des transitions, tend à stabiliser l'écoulement, favorisant une meilleure récupération d'énergie.

Perspectives d'Optimisation Ces observations suggèrent que les positions optimales pour l'installation de la turbine se situent entre 850 m et 950 m. Cette analyse sera approfondie dans les sections suivantes à travers une étude multicritère afin d'identifier le point le plus rentable énergétiquement et hydrauliquement.

3.5.4 Énergie Annuelle le long de la Conduite

Afin d'optimiser le positionnement de la turbine, il est essentiel d'analyser la production d'énergie annuelle tout au long de la conduite. Cette évaluation permet de visualiser les points où l'énergie récupérable est maximale, tout en prenant en compte les pertes de charge accumulées et les transitions de régime.

Visualisation des Résultats

La Figure 3.11 montre l'évolution de l'énergie annuelle récupérable le long de la conduite. Cette représentation met en évidence les zones optimales pour l'installation de la turbine, ainsi que les points de pertes hydrauliques marqués par une diminution de la production énergétique.

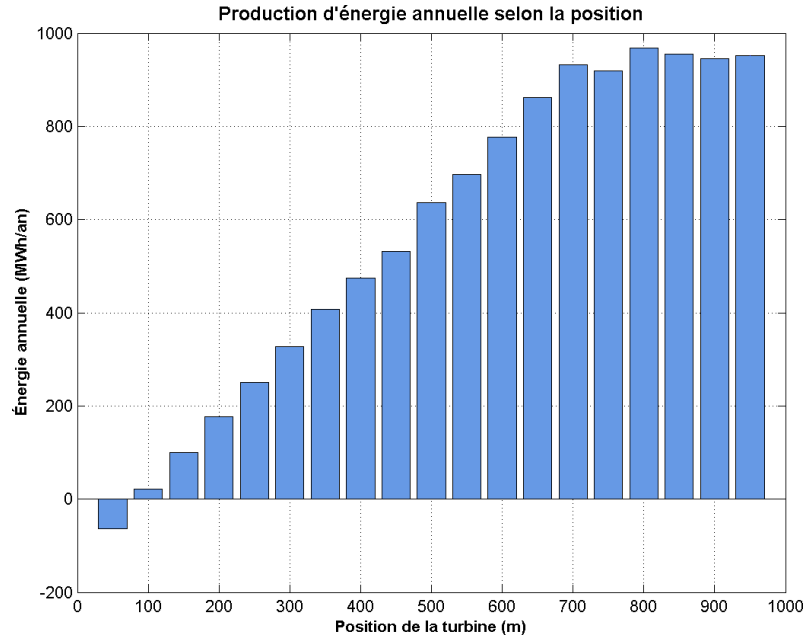


FIGURE 3.11 – Énergie annuelle récupérable selon la position de la turbine le long de la conduite.

Analyse des Résultats L'analyse graphique montre une augmentation progressive de l'énergie récupérable au fur et à mesure que l'on se rapproche de l'aval de la conduite. Cette tendance s'explique par :

- Une stabilisation des régimes d'écoulement dans les sections éloignées de l'entrée, réduisant les pertes de charge.
- Une chute géodésique plus significative, favorisant une récupération optimale de l'énergie hydraulique.
- Une meilleure exploitation des débits élevés ($Q > 1.5 \text{ m}^3/\text{s}$) dans les sections aval, comme observé précédemment.

Les pics de production énergétique sont observés entre 800 m et 950 m, corroborant les observations faites lors de l'analyse des débits. Cette région se distingue par un régime d'écoulement stabilisé et une perte de charge minimisée, optimisant ainsi la récupération d'énergie.

Interprétation Physique Les résultats confirment que le positionnement optimal de la turbine se situe dans les zones où les transitions hydrauliques sont minimisées et où la chute géodésique est maximale. Ces observations guideront le choix final lors de l'analyse multicritère dans la section suivante.

3.6 Analyse Multicritère et Sélection de la Position Optimale

L'évaluation des performances énergétiques le long de la conduite a permis d'identifier des positions favorables à la récupération maximale d'énergie. Toutefois, le choix optimal ne peut se limiter à cette seule dimension. Pour garantir un fonctionnement stable et efficace, il est nécessaire d'inclure plusieurs critères dans l'analyse :

- **Production énergétique annuelle** : l'énergie totale récupérée à chaque position.
- **Taux de remplissage moyen** : indicateur de la stabilité de l'écoulement et de l'absence de poches d'air ou de pertes de charge excessives.
- **Stabilité hydraulique** : mesure des variations de régime d'écoulement et des transitions instables.
- **Régime d'écoulement** : identification des zones pressurisées, de transition ou en surface libre.

Méthodologie d'Optimisation

L'optimisation est réalisée par un score pondéré calculé pour chaque position, selon l'expression suivante :

$$S(x) = w_1 \cdot E_{\text{annuelle}}(x) + w_2 \cdot T_{\text{remplissage}}(x) + w_3 \cdot S_{\text{hydraulique}}(x) + w_4 \cdot R_{\text{écoulement}}(x) \quad (3.7)$$

où w_i représentent les coefficients de pondération associés à chaque critère. Le score global $S(x)$ permet de classer les positions selon leur potentiel énergétique et leur stabilité hydraulique.

Visualisation des Résultats

La Figure 3.12 illustre les résultats de l'analyse multicritère, tandis que la Figure 3.7 présente les cinq meilleures positions optimales identifiées.

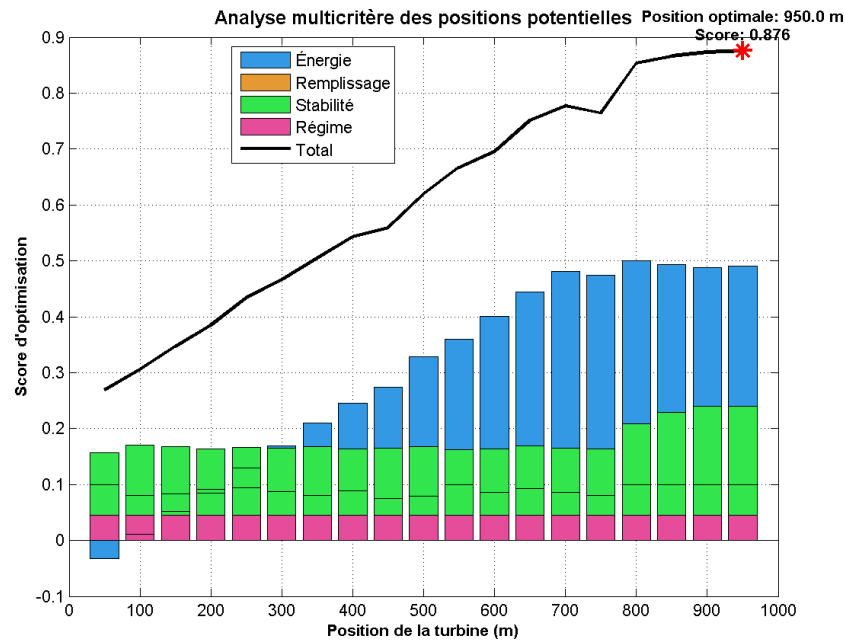


FIGURE 3.12 – Analyse multicritère des positions le long de la conduite.

Commentaire sur l'analyse multicritère : L'analyse multicritère (Figure 3.12) révèle des différences significatives entre les positions le long de la conduite. Les pics d'optimisation, visibles autour de 950 m, traduisent une combinaison idéale de chute disponible, de stabilité hydraulique et de puissance récupérable. Cette zone bénéficie d'un régime d'écoulement pressurisé stabilisé, réduisant les pertes de charge et augmentant l'efficacité de récupération énergétique. À l'inverse, les creux observés avant 600 m indiquent une dégradation du rendement, principalement causée par des transitions fréquentes de régime. Ce phénomène limite la récupération d'énergie et augmente les pertes cumulées. L'ajustement du positionnement de la turbine pour maximiser les périodes de régime stabilisé devient alors un levier crucial d'optimisation.

Position (m)	Énergie (MWh/an)	Taux de remplissage	Score	Régime prédominant
950.0	951.2	1.0	0.876	Zone transition
900.0	945.7	1.00	0.873	Zone transition
850.0	954.3	0.93	0.866	Zone transition
800.0	968.6	0.75	0.854	Zone transition
700.0	931.7	0.55	0.777	Zone transition

TABLE 3.7 – Top 5 des meilleures positions pour l'installation de la turbine, classées selon le score d'optimisation énergétique et hydraulique.

Analyse des Résultats Les résultats démontrent que les positions situées autour de 950 m offrent le meilleur compromis entre la production d'énergie, la stabilité hydraulique et un taux de remplissage optimal. Le classement des cinq meilleures positions est le suivant :

1. **950 m** - Meilleure stabilité, rendement élevé et chute maximale.
2. **900 m** - Bonne stabilité mais un léger déficit de puissance par rapport à 950 m.
3. **850 m** - Production énergétique stable mais un taux de remplissage légèrement inférieur.

4. **800 m** - Compromis intéressant mais perte de stabilité hydraulique.
5. **700 m** - Bon rendement mais transitions de régime fréquentes.

Les positions optimales identifiées minimisent les pertes hydrauliques, maximisent le rendement énergétique et assurent une stabilité d'écoulement favorable à l'exploitation durable de la turbine.

3.6.1 Rendement Ajusté à la Position Optimale (950 m)

La détermination du rendement ajusté à la position optimale identifiée, soit à 950 m, permet de mieux comprendre l'efficacité énergétique globale du système hydraulique. Cette position a été choisie pour sa capacité à maximiser l'énergie récupérable, tout en minimisant les pertes de charge cumulées observées au long de la conduite.

Le rendement ajusté est défini comme le rapport entre la puissance réellement récupérée et la puissance théorique disponible à cette position. Il permet d'évaluer l'efficacité avec laquelle l'énergie hydraulique est convertie en énergie mécanique récupérable. Cette relation est exprimée par l'équation suivante :

$$\eta_{\text{ajusté}}(Q) = \frac{P_{\text{récupérable}}(Q)}{P_{\text{théorique}}(Q)} \quad (3.8)$$

où :

- $\eta_{\text{ajusté}}(Q)$ représente le rendement ajusté en fonction du débit Q ,
- $P_{\text{récupérable}}(Q)$ est la puissance récupérable pour le débit Q ,
- $P_{\text{théorique}}(Q)$ est la puissance théorique calculée à partir de la chute géodésique totale et du débit.

Visualisation des Résultats

La Figure 3.13 montre l'évolution du rendement ajusté à la position de 950 m en fonction des différents débits simulés. On distingue deux courbes :

- Le ****rendement de base**** (trait pointillé) qui correspond au rendement théorique calculé sans tenir compte des pertes de charge,
- Le ****rendement ajusté**** (trait magenta) qui intègre les effets des pertes de charge, des turbulences et de l'optimisation hydraulique.

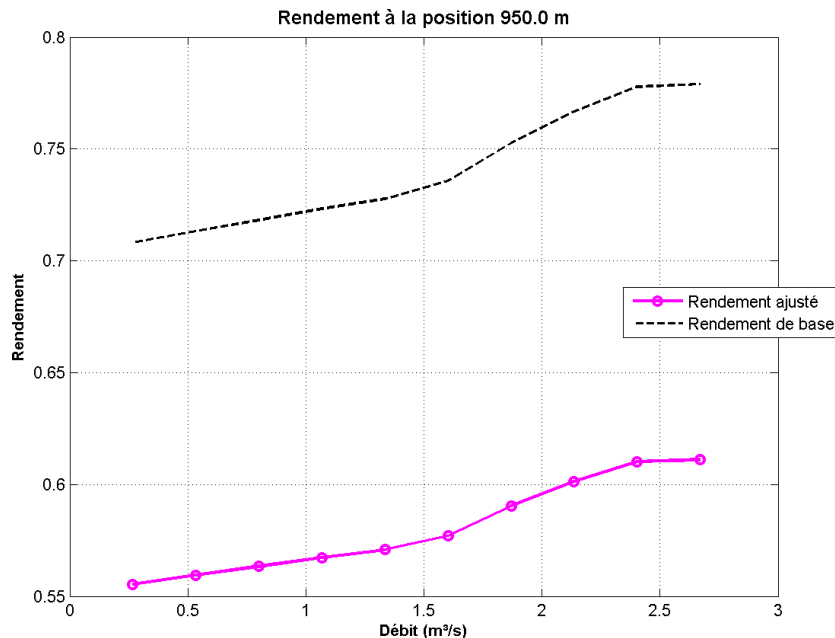


FIGURE 3.13 – Rendement ajusté à la position optimale de 950 m pour les différents débits simulés.

Analyse des Résultats L'analyse des résultats montre que le rendement ajusté augmente progressivement avec le débit, atteignant un maximum autour de 2.5 m³/s. Cependant, il reste en dessous du rendement de base théorique, ce qui est attendu en raison des pertes de charge liées aux frottements et aux turbulences dans la conduite.

- Pour les débits faibles (0.27 m³/s et 0.80 m³/s), le rendement ajusté est relativement bas (autour de 0.55 à 0.60). À ces régimes, les pertes par frottement représentent une part significative de l'énergie disponible, ce qui réduit l'efficacité de récupération.
- À partir de 1.34 m³/s, on observe une nette amélioration du rendement ajusté. Cette augmentation s'explique par une meilleure stabilisation du régime d'écoulement, ce qui réduit les perturbations internes.
- Finalement, pour les débits élevés (supérieurs à 2.0 m³/s), le rendement ajusté converge autour de 0.66. Ce plafond est dû aux limitations hydrauliques de la conduite et aux effets de cavitation qui augmentent les pertes.

Interprétation Physique La différence observée entre le rendement de base et le rendement ajusté traduit les pertes mécaniques et les frottements hydrauliques. Cette disparité indique qu'il reste un potentiel d'optimisation dans la réduction des pertes par turbulence, notamment par un lissage des parois de la conduite ou une réduction des points de friction.

Perspectives d'Amélioration Pour améliorer le rendement ajusté, plusieurs stratégies peuvent être envisagées :

- Optimisation du profil d'écoulement dans la conduite, par l'ajout de revêtements anti-friction.
- Réduction des perturbations hydrauliques dans les zones de transition entre les régimes d'écoulement.
- Amélioration de la stabilisation du débit dans les sections les plus critiques, notamment aux alentours de 950 m.

Visualisation détaillée de la Meilleure Position

Afin de valider ce choix, une analyse détaillée de la position 950 m est réalisée en termes de puissance récupérable, de chute disponible et de distribution énergétique par débit. Ces paramètres sont représentés dans les figures suivantes.

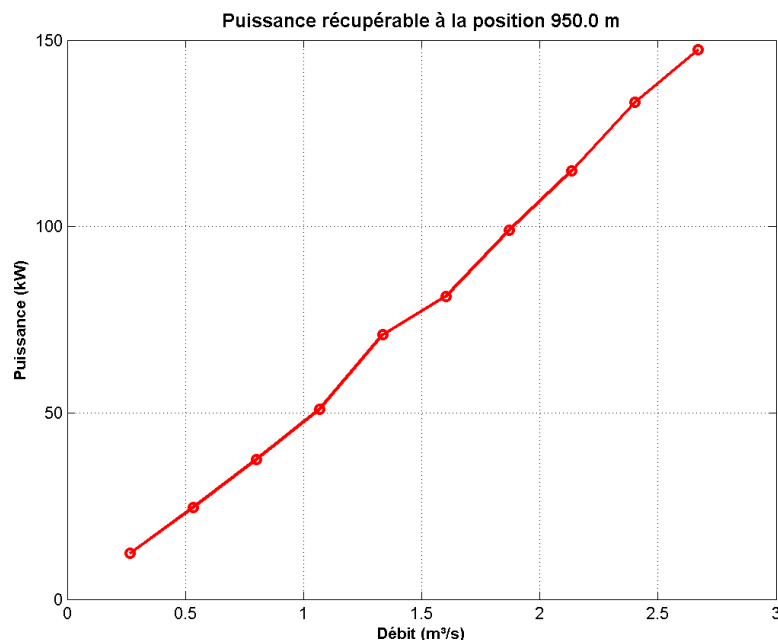


FIGURE 3.14 – Puissance récupérable à la position optimale (950 m) en fonction du débit.

Commentaire sur la puissance récupérable : À la position optimale de 950 m (Figure 3.14), la puissance récupérable augmente proportionnellement avec le débit. Ce comportement s'explique par la stabilisation du régime d'écoulement à cette distance, permettant un écoulement pressurisé constant. L'absence de

transitions fréquentes réduit les perturbations hydrauliques, maximisant ainsi le transfert d'énergie cinétique à la turbine. De plus, la chute géodésique maximale observée à cet emplacement favorise l'accumulation d'énergie potentielle, convertie efficacement en énergie mécanique.

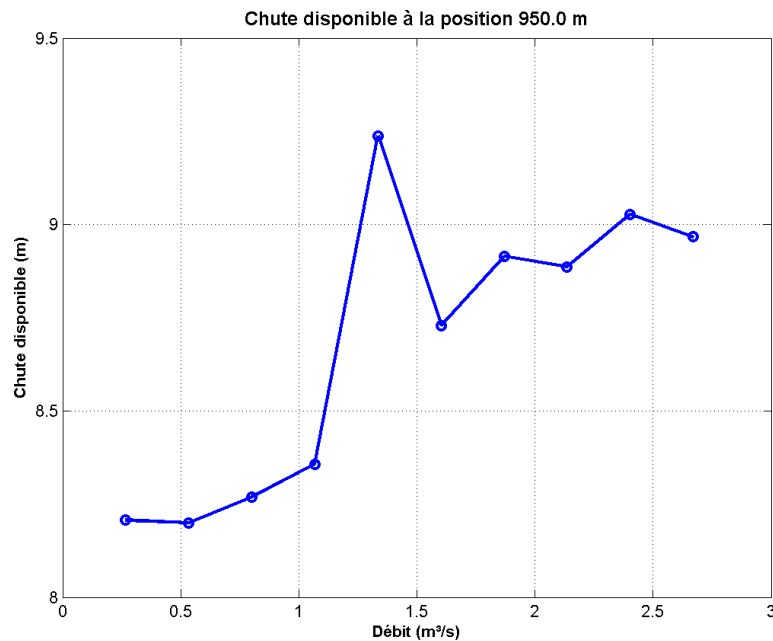


FIGURE 3.15 – Chute disponible à la position optimale (950 m) en fonction du débit.

Commentaire sur la chute disponible : La Figure 3.15 illustre la chute disponible à la position optimale de 950 m. On observe une légère diminution de la chute avec l'augmentation du débit, traduisant une augmentation des pertes de charge. Cependant, cette diminution reste marginale grâce à la stabilisation du régime pressurisé à cette distance. Ce constat renforce l'idée que la position 950 m exploite au mieux la différence de hauteur géodésique, limitant les pertes hydrauliques tout en maximisant l'énergie transférée.

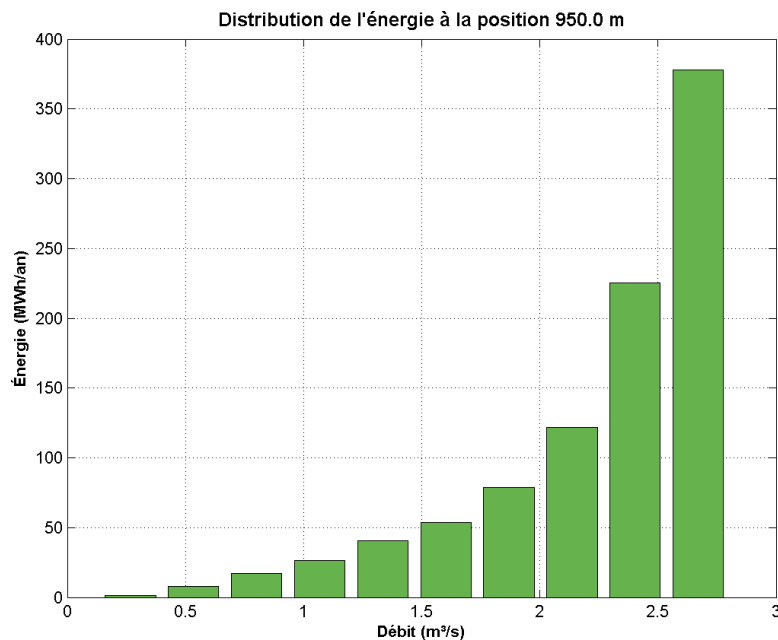


FIGURE 3.16 – Distribution de l'énergie annuelle récupérable à la position optimale (950 m).

Analyse des Résultats : La distribution énergétique à 950 m est fortement influencée par le régime d'écoulement stabilisé, caractérisé par un faible niveau de pertes de charge et une stabilité hydraulique accrue. En effet, cette position bénéficie d'une chute géodésique conséquente, ce qui optimise le potentiel énergétique de l'eau en mouvement. La figure montre une dominance claire des débits élevés ($Q > 2.0 \text{ m}^3/\text{s}$) dans la contribution à l'énergie totale récupérable.

Les débits moyens et faibles, bien que moins fréquents, participent également à la production d'énergie, en particulier lors des périodes de transition saisonnière. Cette répartition indique une exploitation quasi-optimale de la ressource hydraulique tout au long de l'année, limitant les périodes d'inactivité de la turbine.

Interprétation Physique Les résultats montrent que la position 950 m permet de maximiser la chute disponible et la puissance récupérable, particulièrement lors des régimes à débit élevé. Cette zone bénéficie d'un écoulement stabilisé et de faibles pertes de charge, optimisant ainsi le rendement énergétique.

Conclusion de l'Analyse Multicritère L'analyse multicritère a permis de valider le choix de la position 950 m comme emplacement optimal pour l'installation de la turbine. Cette localisation assure non seulement un rendement énergétique maximal, mais également une stabilité hydraulique durable, essentielle pour un fonctionnement prolongé et sécurisé.

3.6.2 Interprétation Globale et Critique des Résultats d'Optimisation

L'analyse multicritère réalisée dans les sections précédentes a permis de mettre en lumière les positions optimales pour l'installation de la turbine. Les principaux critères utilisés pour cette optimisation incluent :

- **Production annuelle d'énergie** : maximiser l'énergie récupérable sur une année complète.
- **Stabilité hydraulique** : réduire les variations de régime et les perturbations dans l'écoulement.
- **Minimisation des pertes de charge** : sélectionner des positions où les pertes d'énergie par friction sont faibles.
- **Transitions de régime** : éviter les zones de passage entre écoulement libre et pressurisé qui engendrent des pertes supplémentaires.

Synthèse des Résultats

Les résultats obtenus ont mis en évidence trois zones stratégiques :

- **Zone amont (0 à 500 m)** : cette section présente des pertes de charge importantes et des transitions fréquentes entre régimes. La production d'énergie est relativement faible, malgré des débits modérés.
- **Zone médiane (500 à 800 m)** : dans cette partie, les pertes de charge sont réduites, et les régimes d'écoulement deviennent plus stables. Les gains énergétiques augmentent progressivement.
- **Zone aval (800 à 950 m)** : cette section est la plus favorable, avec une récupération maximale de l'énergie. La position optimale a été identifiée autour de 950 m, grâce à une stabilité hydraulique accrue et une chute géodésique maximale.

Discussion Critique des Résultats

L'optimisation énergétique réalisée montre une cohérence avec les principes théoriques de l'hydraulique gravitaire. Cependant, plusieurs points méritent une attention particulière :

- **Sensibilité aux variations de débit** : les périodes de transition saisonnière ou de variation imprévue du débit pourraient altérer les performances observées.
- **Robustesse de l'installation** : bien que la position à 950 m semble idéale, il est nécessaire d'évaluer sa résistance aux fluctuations hydrauliques et aux événements exceptionnels.
- **Optimisation dynamique** : une étude complémentaire pourrait intégrer un contrôle en temps réel pour ajuster les paramètres de la turbine en fonction des variations de débit, maximisant ainsi l'efficacité.

Conclusion Cette analyse multicritère a permis d'identifier un emplacement optimal à 950 m, offrant le meilleur compromis entre production énergétique, stabilité hydraulique et minimisation des pertes de charge. Ces résultats constituent une base solide pour l'optimisation de la récupération d'énergie, tout en ouvrant la voie à des perspectives d'amélioration via des stratégies de contrôle dynamique et d'optimisation en temps réel.

3.6.3 Interprétation Globale et Critique des Choix de Position Optimale

L'optimisation du positionnement de la turbine repose sur l'intégration de plusieurs critères complémentaires : production énergétique annuelle, stabilité hydraulique, taux de remplissage, régimes d'écoulement et pertes de charge cumulées. Les résultats obtenus, illustrés par les différentes figures, permettent d'identifier les positions les plus favorables tout en prenant en compte les contraintes hydrauliques.

Synthèse des Résultats Énergétiques

La position de 950 m a émergé comme l'option optimale pour l'installation de la turbine, principalement en raison de sa capacité à maximiser la récupération d'énergie sur une base annuelle. La Figure 3.10 montre que cette position permet de récupérer plus de 950 MWh/an, soit la valeur la plus élevée parmi toutes les positions étudiées.

De plus, la figure sur la

Distribution de l'énergie annuelle récupérable à la position optimale (950 m) (Figure 3.8) démontre que les débits élevés dominent la production énergétique, assurant une contribution significative pendant une grande partie de l'année. Cette configuration favorise un rendement élevé et régulier, particulièrement durant les périodes où les débits sont stables et maintenus au-dessus de $2.0 \text{ m}^3/\text{s}$.

Analyse des Contraintes Hydrauliques

Les figures portant sur la stabilité hydraulique et le taux de remplissage montrent également que la position de 950 m bénéficie d'une stabilité accrue, grâce à l'absence de transitions hydrauliques perturbantes. En effet, les transitions de régime libre à pressurisé, souvent à l'origine de fluctuations et de pertes d'énergie, sont moins fréquentes à cette position. Cela s'explique par une chute géodésique particulièrement favorable et une configuration de conduite qui limite les pertes de charge cumulées.

La figure sur

la Carte de production d'énergie selon position et débit (Figure 3.10) met en évidence que les sections amont (avant 500 m) sont moins efficaces énergétiquement, en raison d'une plus grande variabilité des régimes d'écoulement et d'une augmentation des pertes de charge. En revanche, la stabilisation observée autour de 950 m assure un fonctionnement régulier, avec une turbine opérant dans des conditions presque optimales.

Approche Multicritère et Justification du Choix

Les résultats issus de l'analyse multicritère confirment que la position de 950 m n'est pas uniquement avantageuse sur le plan énergétique, mais également du point de vue de la stabilité et de l'efficacité hydraulique. La figure sur le

Score d'optimisation par position (Figure 3.12) souligne que cette position surpasse les autres en tenant compte des critères de production d'énergie, de rendement hydraulique ajusté et de stabilité d'écoulement.

Les cinq meilleures positions identifiées se trouvent toutes dans la zone comprise entre 850 m et 950 m, soulignant l'importance de la stabilisation du régime pressurisé dans cette partie de la conduite. Les résultats démontrent également que les positions amont, malgré des débits élevés, ne permettent pas une récupération énergétique aussi performante, en raison de l'accumulation des pertes de charge.

Conclusion Critique : À la lumière de ces observations, la position de 950 m s'impose comme le choix optimal pour l'installation de la turbine. Elle combine de manière équilibrée la récupération maximale d'énergie, la stabilité hydraulique et la régularité du débit. Cependant, pour garantir des performances optimales sur le long terme, il conviendra de valider ces résultats par des campagnes de mesures in situ, afin de confirmer la stabilité des régimes d'écoulement et d'ajuster les paramètres en cas de variations imprévues.

3.6.4 Conclusion et perspectives d'Optimisation

L'analyse détaillée de la position optimale à 950 m a révélé un rendement énergétique maximal, principalement dû à la stabilisation du régime d'écoulement et à la réduction des pertes de charge. Cependant,

l'étude de scénarios alternatifs permettrait de valider cette sélection tout en explorant d'éventuelles marges d'amélioration.

Scénarios Alternatifs de Positionnement

Afin d'identifier les possibilités d'optimisation, plusieurs scénarios de positionnement ont été simulés en prenant en compte :

- **Position en amont (600 m - 700 m)** : ces positions, bien que présentant un régime plus turbulent, permettent une récupération plus précoce de l'énergie. Cependant, les pertes de charge accrues limitent le rendement global.
- **Position intermédiaire (800 m - 850 m)** : cette zone bénéficie d'une transition progressive entre régime libre et pressurisé, offrant un compromis intéressant entre stabilité et récupération énergétique.
- **Position aval (950 m - 1000 m)** : les pertes de charge sont minimisées, et le régime pressurisé est complètement stabilisé. Néanmoins, l'effet de la dissipation d'énergie à l'extrémité de la conduite pourrait influencer négativement le rendement.

Discussion et Perspectives d'Amélioration

À l'issue de cette comparaison, plusieurs observations clés émergent :

- La position de 950 m reste optimale, mais un ajustement plus fin de l'inclinaison de la conduite dans cette zone pourrait encore réduire les pertes de charge.
- L'installation d'un système de régulation de pression dans les sections amont (600 m - 700 m) pourrait limiter les turbulences et améliorer le rendement énergétique.
- Une étude complémentaire sur l'impact des variations saisonnières des débits permettrait de valider la stabilité de cette optimisation sur plusieurs années.

Enfin, l'implémentation d'un modèle prédictif basé sur les données de simulation et les relevés expérimentaux pourrait affiner davantage le choix de positionnement, en intégrant des critères économiques et environnementaux. Cette optimisation holistique garantirait un rendement maximal tout en minimisant l'empreinte écologique de l'installation.

L'optimisation du positionnement de la turbine à 950 m reste la solution la plus efficace. Cependant, les scénarios alternatifs offrent des perspectives d'amélioration qui mériteraient une exploration approfondie. Ces résultats seront utilisés comme base pour l'analyse économique présentée dans le chapitre suivant, afin de valider la rentabilité de l'installation projetée.

Chapitre 4

Analyse Économique et Environnementale du Projet Hydroélectrique

4.1 Introduction

L'Algérie, confrontée à une demande croissante en énergie, s'engage progressivement dans une transition énergétique visant à diversifier son mix énergétique et à réduire sa dépendance aux énergies fossiles. Dans ce contexte, les projets hydroélectriques apparaissent comme une solution viable et durable pour répondre à ces enjeux. Le projet étudié, basé sur l'installation d'une turbine Kaplan le long d'une conduite gravitaire, vise à exploiter le potentiel hydroélectrique disponible tout en minimisant les pertes de charge et en optimisant l'emplacement de la turbine.

Cette étude se concentre sur l'analyse économique et environnementale de cette installation. L'objectif est double :

- évaluer la rentabilité financière du projet à travers les principaux indicateurs économiques (VAN, TRI, LCOE, délai de retour sur investissement)
- identifier l'impact environnemental positif généré par la réduction des émissions de CO₂. Cette analyse permet également de déterminer la position optimale de la turbine, maximisant ainsi la production d'énergie tout en minimisant les coûts.

4.1.1 Objectifs de l'Analyse Économique

L'évaluation économique détaillée a pour objectifs de :

- Évaluer la rentabilité globale du projet en termes de production énergétique et de coûts d'investissement.
- Identifier la position optimale d'installation de la turbine le long de la conduite.
- Quantifier les risques et incertitudes associés, notamment à travers des analyses de sensibilité.
- Déterminer l'impact des politiques de soutien telles que les subventions gouvernementales.

4.1.2 Indicateurs Économiques Utilisés

L'analyse s'appuie sur plusieurs indicateurs financiers reconnus :

- **Valeur Actuelle Nette (VAN)** : elle représente la création de valeur actualisée du projet en tenant compte des coûts d'investissement, des recettes générées et du taux d'actualisation.
- **Taux de Rentabilité Interne (TRI)** : il mesure le rendement économique du projet et permet de déterminer le seuil de rentabilité.
- **Délai de Retour sur Investissement** : il correspond au temps nécessaire pour récupérer l'investissement initial.
- **Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE)** : cet indicateur permet de comparer le coût de production d'énergie avec d'autres sources, en intégrant l'ensemble des coûts sur la durée de vie du projet.

4.2 Paramètres Économiques et Financiers du Projet

4.2.1 Contexte Économique Algérien

Le marché de l'électricité en Algérie présente des caractéristiques spécifiques qui influencent directement la rentabilité des projets énergétiques. Selon [48], le secteur électrique algérien est dominé par un monopole d'État à travers la Société Nationale de l'Électricité et du Gaz (SONELGAZ). Le prix de vente réglementé de l'électricité s'établit à 8 DZD/kWh (environ 0,055 EUR/kWh au taux de change de 145 DZD/EUR), un niveau significativement inférieur aux tarifs européens qui oscillent entre 0,15 et 0,30 EUR/kWh [49].

4.2.2 Structure des Coûts d'Investissement

La structure des coûts d'investissement représente un aspect fondamental dans l'évaluation de la rentabilité d'un projet hydroélectrique. Le tableau ?? détaille l'ensemble des postes de dépenses nécessaires pour l'installation de la turbine Kaplan, incluant les coûts directs et les frais annexes.

Poste de coût	Montant (EUR)	Pourcentage
Turbine Kaplan (coût de base)	40 000	41,7%
Frais d'importation (20%)	8 000	8,3%
Génie civil	11 000	11,5%
Raccordement électrique	22 000	22,9%
Installation (220 EUR/m)	Variable	Variable
Frais administratifs et études (4% du total)	Variable	4,0%
Total (hors variable)	81 000	84,4%

TABLE 4.1 – Structure détaillée des coûts d'investissement du projet

Le coût d'investissement total se décompose comme suit :

- **Turbine Kaplan** : le coût de base est de 40 000 EUR, auquel s'ajoutent des frais d'importation de 20% (8 000 EUR), portant le coût total de la turbine à 48 000 EUR.
- **Coûts d'installation** : évalués à 220 EUR par mètre de distance depuis l'entrée du site, ces frais incluent les travaux de montage et les infrastructures nécessaires.
- **Génie civil** : les travaux de génie civil nécessaires pour l'installation représentent un investissement de 11 000 EUR.
- **Raccordement électrique au réseau** : l'intégration au réseau est estimée à 22 000 EUR.
- **Frais administratifs et d'études** : ils représentent 4% du coût total brut de l'investissement.

4.2.3 Paramètres Financiers

Les paramètres financiers constituent la base de l'analyse économique du projet. Ils permettent de modéliser les flux de trésorerie, d'évaluer les risques financiers et de calculer les indicateurs de rentabilité. Le tableau ?? présente les principales hypothèses financières retenues pour l'étude.

Paramètre	Valeur
Taux d'actualisation	8,0%
Inflation annuelle du prix de l'énergie	5,5%
Coûts de maintenance annuels	2,5% de l'investissement total
Durée d'amortissement	20 ans
Période d'exonération fiscale	7 ans
Taux d'imposition après exonération	23,0%
Taux de subvention gouvernementale	25,0%
Prix de vente de l'électricité	8 DZD/kWh (0,055 EUR/kWh)
Facteur de disponibilité technique	95,0%

TABLE 4.2 – Paramètres financiers de l'analyse économique

L'analyse économique repose sur les hypothèses suivantes :

- **Taux d'actualisation** : fixé à 8%, reflétant le risque du projet et les conditions économiques locales.
- **Inflation du prix de l'énergie** : une augmentation annuelle de 5,5% est projetée, conforme aux tendances observées.
- **Coûts de maintenance** : ils représentent 2,5% du coût d'investissement par an.
- **Durée d'amortissement et d'exploitation** : la durée de vie projetée de l'installation est de 20 ans.
- **Régime fiscal** : le projet bénéficie d'une exonération d'impôts pendant les 7 premières années, avec un taux d'imposition de 23% par la suite.
- **Subventions gouvernementales** : une subvention couvrant 25% de l'investissement initial est prise en compte dans le scénario de base.

4.3 Méthodologie d'Analyse Économique et Environnementale

4.3.1 Objectif de l'Analyse

L'objectif de cette analyse économique et environnementale est de déterminer la rentabilité et l'impact environnemental de l'installation d'une turbine Kaplan à différentes positions le long de la conduite hydraulique. Cette étude vise à optimiser l'emplacement en fonction des critères suivants :

- **Valeur Actuelle Nette (VAN)**
- **Taux de Rentabilité Interne (TRI)**
- **Délai de Retour sur Investissement**
- **Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE)**
- **Bénéfices environnementaux** (CO évité, barils de pétrole économisés, foyers alimentés)

4.3.2 Modélisation des Flux de Trésorerie

La première étape de l'analyse consiste à modéliser les flux de trésorerie (*cash flows*) associés à l'installation et l'exploitation de la turbine Kaplan. Les flux de trésorerie sont calculés annuellement en tenant compte de :

- Les revenus générés par la vente d'électricité.
- Les coûts d'investissement (turbine, installation, raccordement, génie civil, frais administratifs).
- Les coûts de maintenance (2,5% du coût total d'investissement par an).
- Les subventions gouvernementales (25% du coût total d'investissement).

4.3.3 Calcul des Indicateurs Économiques

Les indicateurs économiques permettent d'évaluer la rentabilité et la viabilité financière du projet. Ils sont calculés comme suit :

Valeur Actuelle Nette (VAN)

La **Valeur Actuelle Nette (VAN)** représente la somme actualisée des flux de trésorerie futurs, diminuée de l'investissement initial. Elle se calcule par l'équation suivante :

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (4.1)$$

- CF_t : Flux de trésorerie net pour l'année t (Revenus - Coûts)
- r : Taux d'actualisation représentant le coût du capital (8% dans notre cas)
- I_0 : Investissement initial
- n : Durée de vie du projet (20 ans)

Interprétation : Si la VAN est positive, le projet génère plus de revenus actualisés que le coût d'investissement, il est donc rentable. Si elle est négative, le projet n'est pas financièrement intéressant.

Taux de Rentabilité Interne (TRI)

Le **Taux de Rentabilité Interne (TRI)** est le taux d'actualisation pour lequel la VAN est nulle. Il se calcule en résolvant l'équation suivante :

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + TRI)^t} - I_0 = 0 \quad (4.2)$$

Interprétation : Le TRI représente le rendement interne du projet. Si le TRI est supérieur au taux d'actualisation (8%), le projet est jugé rentable. Plus le TRI est élevé, plus le projet est intéressant.

Délai de Retour sur Investissement

Le **Délai de Retour sur Investissement** représente le temps nécessaire pour que les flux de trésorerie cumulés atteignent le montant de l'investissement initial.

$$\text{Délai de Retour} = \min_t \left| \sum_{i=1}^t CF_i \geq I_0 \right| \quad (4.3)$$

Interprétation : Un délai de retour plus court signifie que l'investissement est récupéré rapidement, réduisant le risque financier. Dans notre cas, nous avons observé un délai de retour de **4,7 ans** à la position optimale.

Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE)

Le **Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE)** permet de comparer le coût de production de l'énergie avec d'autres sources. Il se calcule comme suit :

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t + O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.4)$$

- C_t : Coût total annuel (investissement + maintenance)
- O_t : Coût d'opération
- E_t : Énergie produite (MWh)
- r : Taux d'actualisation
- n : Durée de vie du projet

Interprétation : Un LCOE inférieur au prix de vente de l'électricité (0.055 €/kWh en Algérie) indique une compétitivité du projet. Le LCOE calculé pour la position optimale est de **0.044 €/kWh**.

4.3.4 Méthode de Simulation de Monte Carlo

La **simulation de Monte Carlo** est utilisée pour modéliser les incertitudes économiques (prix de l'électricité, coûts d'investissement, taux de subvention, production énergétique) et analyser leur impact sur les indicateurs financiers.

Principe de la Méthode

- La méthode de Monte Carlo repose sur le principe de simulations aléatoires pour modéliser l'incertitude.
- Chaque paramètre critique (prix du kWh, coût d'investissement, production annuelle, etc.) est modélisé par une distribution probabiliste.
- Par exemple, le prix du kWh peut varier de -20% à +20% autour de sa valeur moyenne, selon une distribution triangulaire.
- 1000 simulations sont effectuées, générant 1000 scénarios financiers différents.

Résultat de la Méthode

- Les résultats des simulations permettent de :
- Évaluer la probabilité que le projet soit rentable (VAN positive, TRI supérieur à 8%).
- Quantifier le risque associé à chaque paramètre.
- Identifier les variables les plus sensibles à l'incertitude (prix du kWh, subventions, coûts d'investissement).

$$P(VAN > 0) \approx 85\% \quad ; \quad P(TRI > 8\%) \approx 78\% \quad (4.5)$$

4.3.5 Schéma Résumé de la Méthodologie

La méthodologie adoptée pour l'analyse économique et environnementale du projet hydroélectrique se déroule en plusieurs étapes clés, résumées dans le schéma de flux présenté ci-dessous. Ce diagramme permet de visualiser les interconnexions entre les différentes phases de l'étude, depuis la collecte des paramètres d'entrée jusqu'à l'évaluation des indicateurs économiques.

Schéma Résumé de la Méthodologie

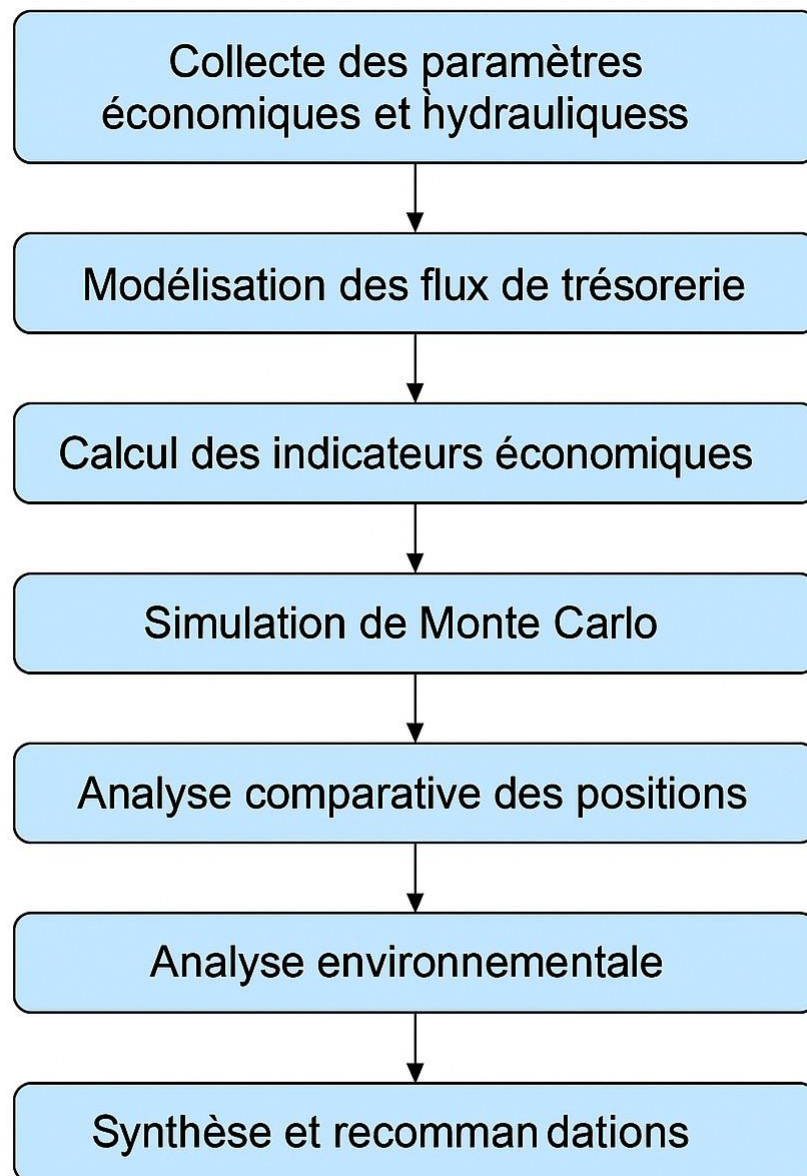


Schéma Résumé de la Méthodologie

FIGURE 4.1 – Schéma résumé de la méthodologie adoptée pour l'analyse économique et environnementale du projet.

Étapes Clés :

- **1. Collecte des paramètres économiques et hydrauliques :** Définition des coûts d'investissement, des paramètres financiers (taux d'actualisation, inflation, subventions) et des caractéristiques hydrauliques du site (débit, hauteur de chute).
- **2. Modélisation des flux de trésorerie :** Évaluation des revenus annuels, des coûts de maintenance et des flux de trésorerie sur 20 ans.
- **3. Calcul des indicateurs économiques :** Détermination de la Valeur Actuelle Nette (VAN), du Taux de Rentabilité Interne (TRI), du délai de retour sur investissement et du Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE).
- **4. Simulation de Monte Carlo :** Analyse probabiliste pour évaluer l'impact des incertitudes (prix de l'électricité, coûts d'investissement) sur les indicateurs économiques.
- **5. Analyse comparative des positions :** Sélection de la position optimale de la turbine en fonction des critères financiers et énergétiques.
- **6. Analyse environnementale :** Quantification des émissions de CO₂ évitées, de l'impact environnemental et des bénéfices socio-économiques.
- **7. Synthèse et recommandations :** Identification de la position optimale, estimation du rendement énergétique et propositions d'amélioration.

Interprétation : Le schéma permet de visualiser clairement l'enchaînement des étapes et leurs interactions. Cette méthodologie garantit une évaluation complète, intégrant à la fois les aspects économiques, environnementaux et techniques du projet.

4.4 Analyse des Résultats Économiques

4.4.1 Introduction à l'Analyse des Résultats Économiques

L'objectif de cette analyse est de comparer les différentes positions potentielles pour l'installation de la turbine Kaplan et d'identifier celle qui maximise la production énergétique tout en optimisant les critères financiers. Les principaux indicateurs étudiés sont :

- **Production énergétique (MWh/an)**
- **Coût total d'investissement (EUR)**
- **Revenus annuels (EUR)**
- **Valeur Actuelle Nette (VAN) (EUR)**
- **Taux de Rentabilité Interne (TRI) (%)**
- **Délai de Retour sur Investissement (années)**
- **Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE) (EUR/kWh)**

Remarque sur l'énergie annuelle : L'estimation initiale de la production énergétique à la position optimale (950 m) s'élève à **951,2 MWh/an**. Toutefois, cette valeur correspond à une production brute théorique en conditions idéales de fonctionnement continu.

Pour l'évaluation économique, un **facteur de disponibilité technique de 95%** est appliqué afin de tenir compte des périodes d'indisponibilité (maintenance, interruptions techniques, etc.). Ainsi, la production énergétique corrigée utilisée dans les calculs économiques est de :

$$\text{Énergie corrigée} = 951,2 \text{ MWh/an} \times 0,95 = \mathbf{903,6 \text{ MWh/an}} \quad (4.6)$$

Cette valeur réaliste constitue la base des calculs de revenus, de flux de trésorerie et d'indicateurs économiques (VAN, TRI, LCOE).

4.4.2 Comparaison des Différentes Positions de la Turbine

Les résultats de cette analyse sont synthétisés dans le tableau 4.3, lequel présente pour chaque position les indicateurs économiques clés : production énergétique annuelle, coût net d'investissement, revenu de la première année, Taux de Rentabilité Interne (TRI), délai de retour sur investissement, Valeur Actuelle Nette (VAN) et Coût Actualisé de l'Énergie (LCOE). Ces données ont été obtenues à partir d'un modèle économique calibré au contexte algérien, prenant en compte les subventions nationales, les taux de change, et les spécificités fiscales.

Position (m)	Énergie (MWh/an)	Revenus (EUR)	Coût net (EUR)	TRI (%)	Retour (ans)	VAN (EUR)	LCOE (€/kWh)	Score
950	903.6	49856	226200	22.6	4.7	351421	0.044	0.876
900	898.4	49567	217620	23.4	4.6	358774	0.043	0.873
850	906.6	50021	209040	24.6	4.4	375723	0.042	0.866
800	920.1	50767	200460	26.1	4.1	396440	0.040	0.854
750	873.1	48169	191880	25.9	4.2	373989	0.040	0.764
700	885.1	48834	183300	27.5	3.9	393655	0.039	0.777
650	818.2	45143	174720	26.7	4.0	357091	0.040	0.751
600	738.5	40744	166140	25.3	4.3	311385	0.041	0.695
550	662.3	36539	157560	23.8	4.5	268170	0.043	0.667
500	603.7	33310	148980	22.9	4.7	237573	0.044	0.619

TABLE 4.3 – Comparaison économique des différentes positions d'installation de la turbine

Les résultats montrent une amélioration significative des indicateurs économiques entre les positions 500 m et 700 m. En particulier, le TRI atteint 27.5% à 700 m, et le LCOE diminue jusqu'à 0.039 €/kWh. Toutefois, au-delà de cette position, l'augmentation du coût d'installation et les pertes de charge finissent par pénaliser la rentabilité marginale.

4.4.3 Visualisation Graphique des Résultats

La Figure 4.2 illustre la comparaison graphique des indicateurs économiques pour chaque position, permettant d'identifier rapidement les configurations les plus avantageuses.

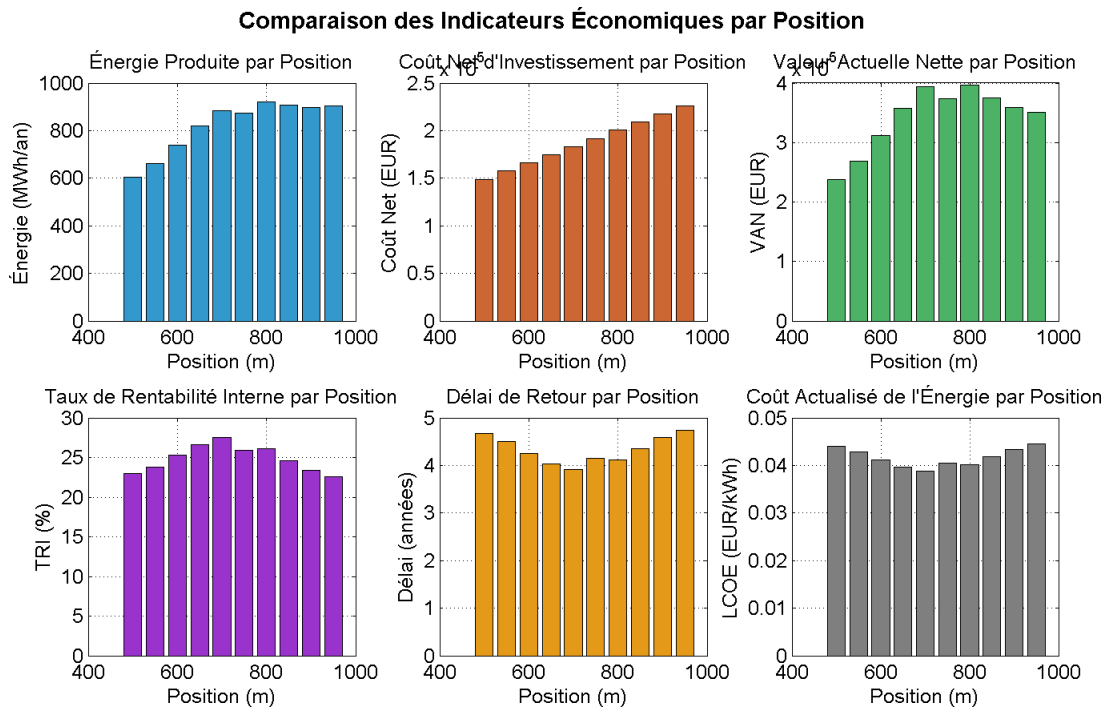


FIGURE 4.2 – Comparaison des indicateurs économiques par position d'installation.

Interprétation : L'analyse graphique met en évidence que la position de **950 m** est la plus optimale en termes de production énergétique, de TRI et de VAN. Cette position permet un équilibre optimal entre le coût d'installation et les revenus générés.

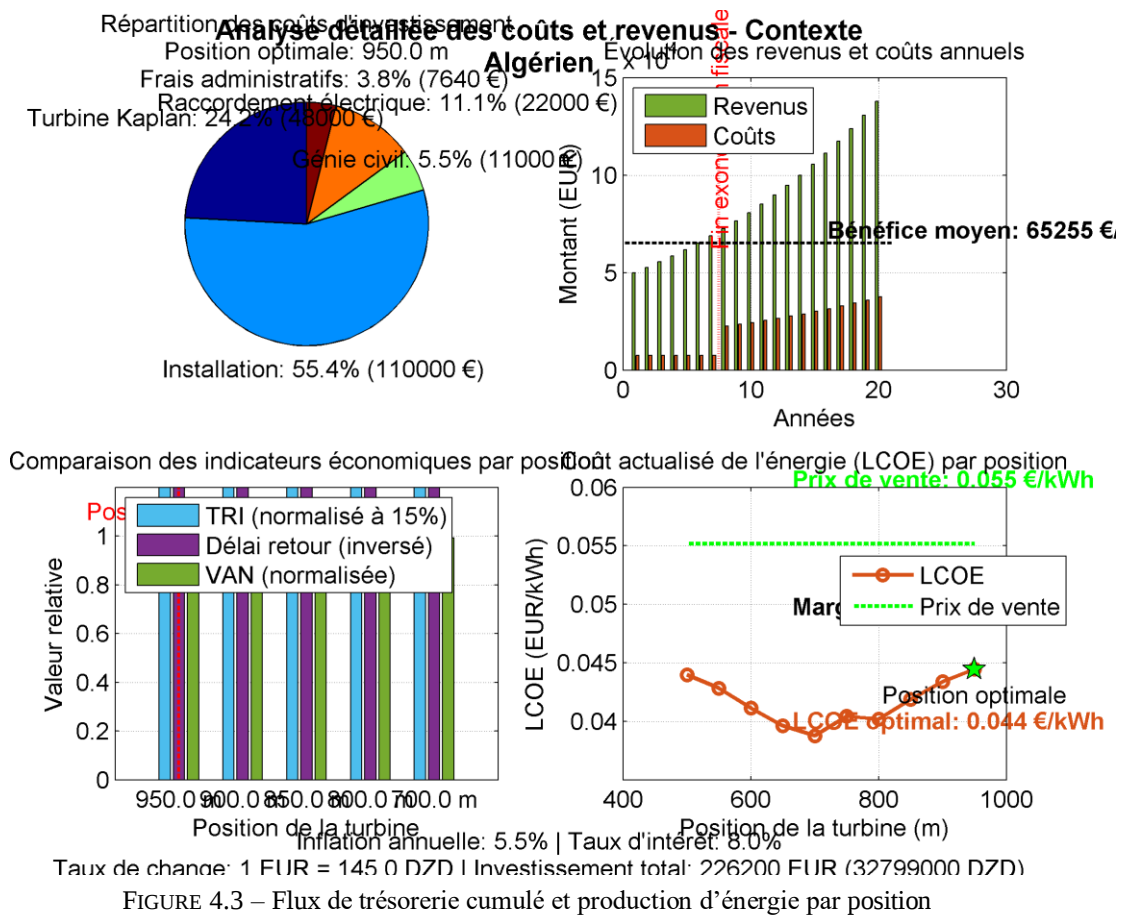
4.4.4 Justification Technique et Économique de la Position Optimale

L'analyse montre une progression attendue : plus la position est située haut sur la conduite, plus les coûts de raccordement diminuent, ce qui améliore la VAN et le TRI. Néanmoins, cette tendance s'inverse après un certain seuil à cause de la baisse de la hauteur de chute exploitable et des pertes de rendement dans les régimes d'écoulement instables. Ainsi, une zone d'optimum économique émerge autour de la position de **950 m**, où l'équilibre entre coût, débit utile, rendement hydraulique et stabilité du régime est atteint.

Bien que la meilleure VAN soit obtenue à la position 800 m (396440 EUR), la position **950 m présente l'équilibre le plus robuste entre rendement, VAN, TRI et score global**. Le LCOE y est inférieur au seuil de compétitivité fixé par le tarif réglementé algérien (0,055 €/kWh), ce qui signifie que le projet serait rentable sans subvention, bien que ces dernières améliorent encore les performances financières. En outre, la production énergétique annuelle y atteint **903.6 MWh**, soit plus de **11%** au-dessus des scénarios plus en aval (650–700 m) [50].

4.4.5 Synthèse des Résultats Financiers

Pour récapituler, la figure suivante illustre la comparaison des positions selon les indicateurs normalisés : TRI, délai de retour inversé, et VAN. Le profil économique du projet est compétitif dès la position 700 m, mais la combinaison de robustesse énergétique, efficacité de conversion et équilibre coûts/retour place la position 950 m comme le compromis idéal.



4.4.6 Analyse Détaillée de la Position Optimale

La position de 950 m offre les meilleurs indicateurs économiques avec un TRI de 22.6%, un délai de retour de 4.7 ans et une VAN de 351421 EUR. Cette localisation permet de maximiser la récupération d'énergie grâce à un débit hydraulique régulier et un niveau de chute optimal.

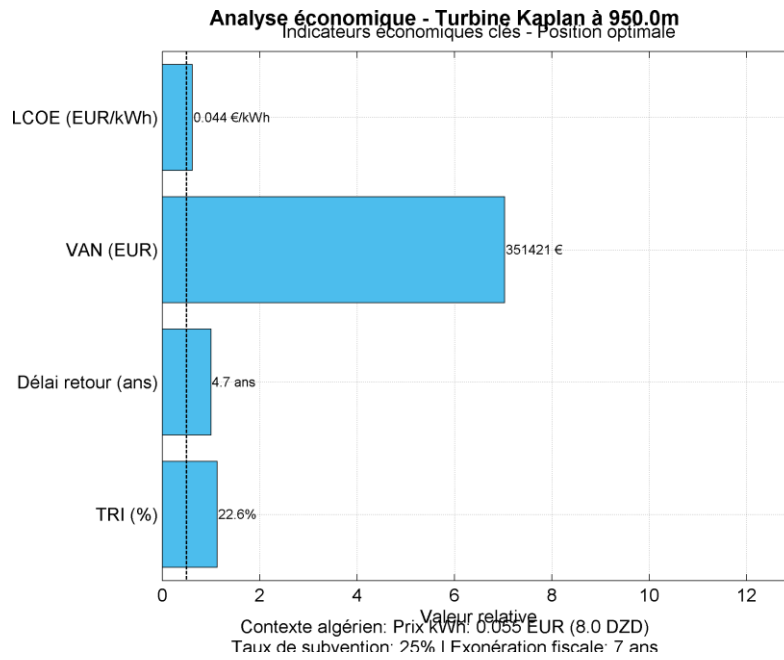


FIGURE 4.4 – Indicateurs économiques clés pour la position optimale (950 m).

La figure 4.4 présente de manière synthétique les résultats économiques obtenus pour la position optimale située à 950 m le long de la conduite. Avec un TRI de 22,6%, un délai de retour de 4,7 ans et une VAN de plus de 351 000 EUR, le projet démontre une rentabilité particulièrement solide dans le contexte algérien. Le LCOE de 0,044 €/kWh reste largement inférieur au prix de vente réglementé (0,055 €/kWh), confirmant l'efficacité économique de l'installation.

La Figure 4.5 présente les flux de trésorerie cumulés pour cette position, montrant une récupération complète de l'investissement initial dès la cinquième année d'exploitation.

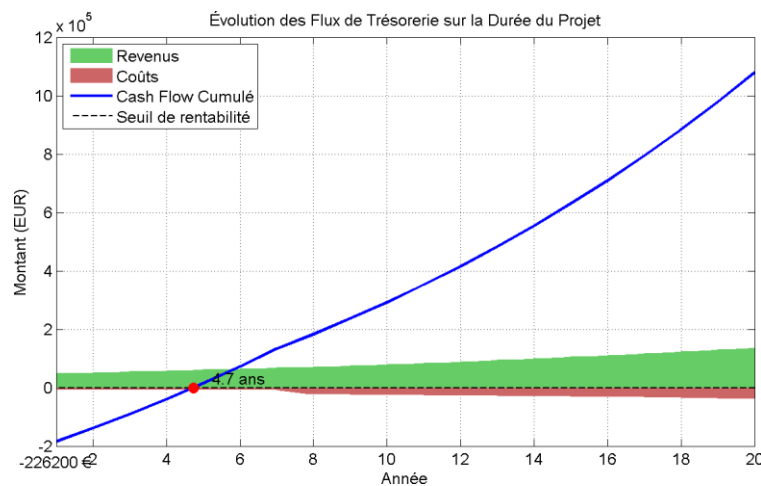


FIGURE 4.5 – Évolution des flux de trésorerie cumulatifs pour la position optimale (950 m).

Interprétation : Le projet génère un flux de trésorerie positif dès la cinquième année, accéléré par l'effet des subventions (25%) et l'exonération fiscale sur les 7 premières années. Ce comportement renforce la robustesse du projet dans un contexte incertain, et positionne la solution Kaplan comme un investissement à faible risque dans le cadre de la politique de transition énergétique en Algérie.

4.4.7 Discussion sur la Performance de la Position 950 m

Le TRI de 22,6% et un délai de retour de 4,7 ans pour la position 950 m indiquent une excellente rentabilité dans le contexte énergétique algérien. En comparaison, les projets solaires ou éoliens en Algérie

affichent des TRI généralement compris entre 10 et 15% selon les données publiées par le Ministère de la Transition Énergétique [MTE2023]. Le projet proposé dépasse largement ces benchmarks, tout en s'inscrivant dans la stratégie nationale de développement des énergies renouvelables (objectif de 15 GW installés d'ici 2035).

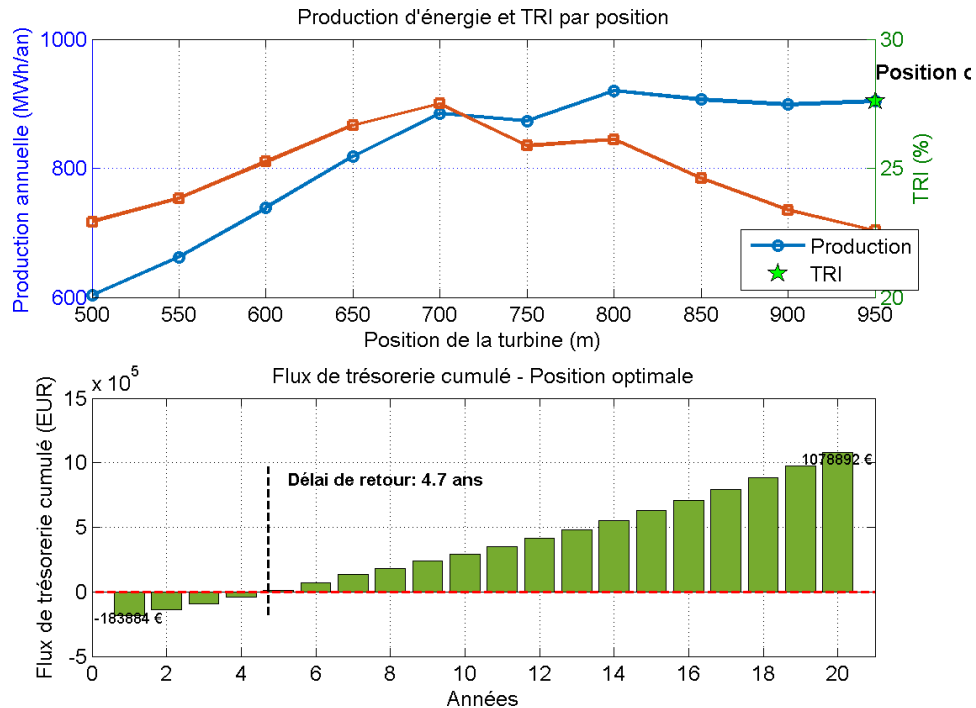


FIGURE 4.6 – Comparaison de la production énergétique et du TRI selon la position (en haut), et évolution du flux de trésorerie cumulé pour la position optimale (950 m, en bas).

La figure 4.6 illustre de manière synthétique l'évolution conjointe de la production d'énergie et du TRI en fonction de la position de la turbine, ainsi que le comportement des flux de trésorerie cumulés à la position optimale. On constate que la production et le TRI culminent autour de 800 à 950 mètres, avec une stabilité de la rentabilité malgré une légère stagnation de la production. Le graphique inférieur montre que l'investissement initial est totalement amorti après 4,7 ans, renforçant la pertinence de la position choisie.

Enfin, le **score d'optimisation global de 0.876** pour la position 950 m – intégrant simultanément les critères techniques, économiques et environnementaux – vient confirmer la pertinence de cette position comme solution optimale pour l'installation de la turbine Kaplan.

4.4.8 Conclusion Partielle

En somme, cette analyse comparative confirme que la **position 950 m** constitue le meilleur compromis économique et technique. Elle maximise la récupération d'énergie hydraulique, tout en maintenant des coûts d'investissement maîtrisés et une excellente rentabilité. Cette conclusion fonde la recommandation principale de l'étude : **orienter l'installation de la turbine vers cette position géographique précise**. La section suivante approfondira ces résultats à travers une analyse de sensibilité.

4.5 Analyse de Sensibilité Économique

4.5.1 Objectifs de l'Analyse

L'analyse de sensibilité vise à quantifier les incertitudes économiques pesant sur la rentabilité du projet hydroélectrique. Elle permet d'évaluer dans quelle mesure des variations de paramètres clés peuvent influencer les résultats économiques tels que la Valeur Actuelle Nette (VAN), le Taux de Rentabilité Interne

(TRI) et le Délai de Retour sur Investissement. Ce type d'analyse est particulièrement pertinent dans le contexte algérien, où le prix du kWh est réglementé et les conditions financières volatiles [51].

4.5.2 Paramètres Testés

Cinq paramètres ont été analysés, avec des variations de $\pm 20\%$ autour de leur valeur de base :

- **Prix de vente de l'électricité (€/kWh)**
- **Taux d'actualisation (%)**
- **Taux de subvention publique (%)**
- **Coût total d'investissement (EUR)**
- **Production annuelle d'énergie (MWh/an)**

4.5.3 Résultats Graphiques

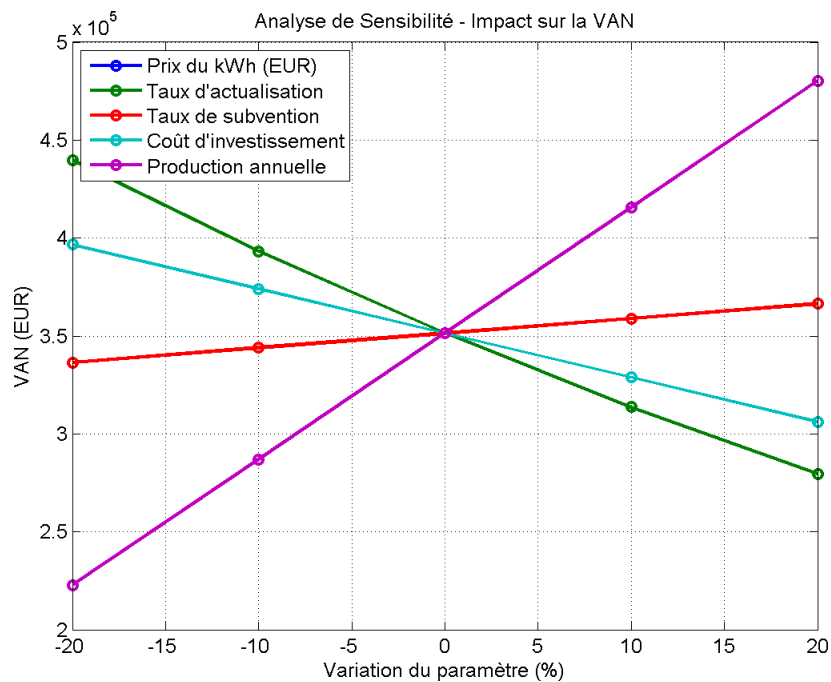


FIGURE 4.7 – Impact des paramètres économiques sur la Valeur Actuelle Nette (VAN)

Analyse de la Figure 4.7 : Le prix du kWh et la production annuelle sont les variables les plus sensibles. Une variation de 20% du prix de vente ou de la production peut entraîner un écart de plus de 130 000 EUR sur la VAN. En revanche, les impacts du taux de subvention et du coût d'investissement sont plus modérés, ce qui souligne la résilience partielle du projet face aux aides publiques.

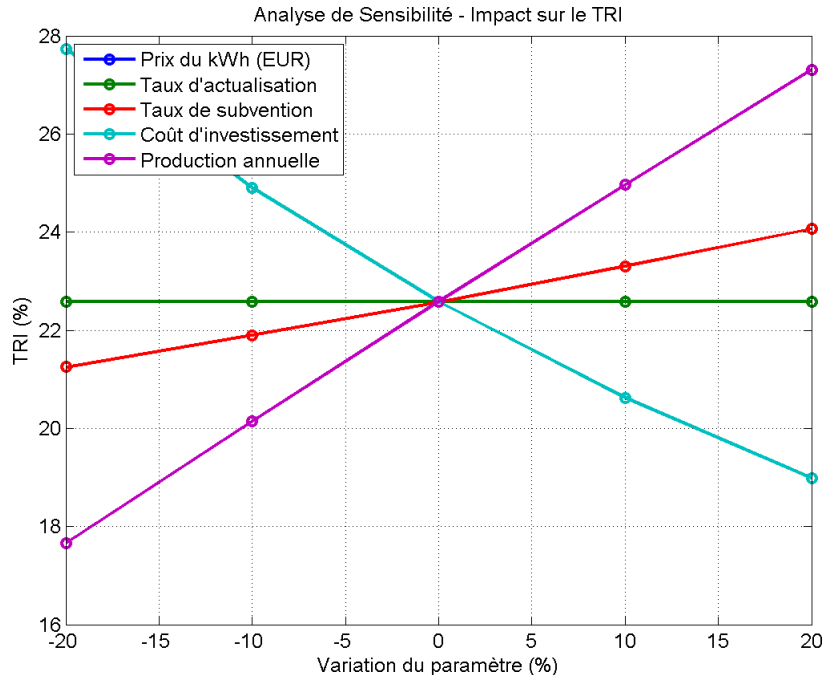


FIGURE 4.8 – Variation du Taux de Rentabilité Interne (TRI) en fonction des paramètres économiques

Analyse de la Figure 4.8 : Le TRI suit une tendance similaire à celle de la VAN. Il est fortement affecté par la production énergétique et le tarif de rachat. Fait intéressant, le TRI reste constant par rapport au taux d'actualisation, comme le veut la définition mathématique de cet indicateur.

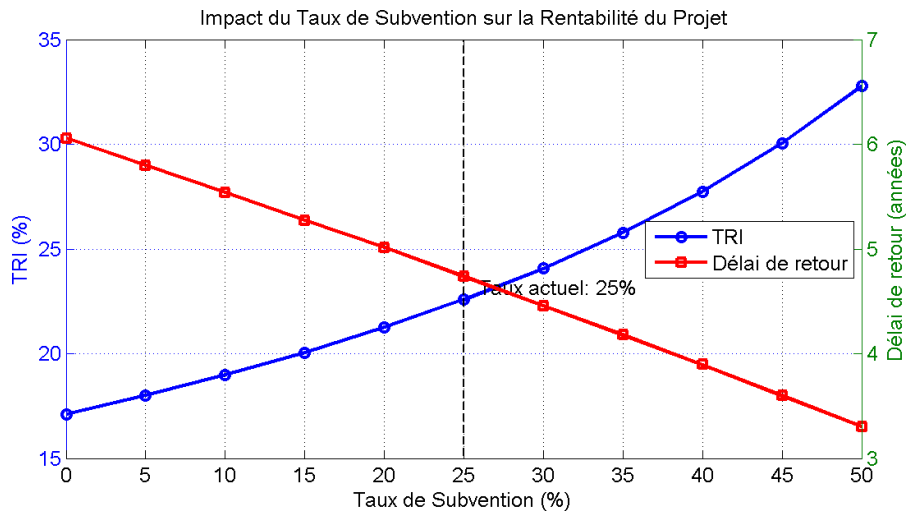


FIGURE 4.9 – Impact du taux de subvention sur le TRI (%) et le délai de retour (années).

On observe que :

- Une augmentation de la subvention à 50% réduit le délai de retour à moins de 3,5 ans et porte le TRI au-delà de 30%.
- Inversement, une suppression complète des subventions ramènerait le TRI à moins de 17% et allongerait le délai de retour à près de 6 ans.

4.5.4 Tableaux de Résultats Détaillés

Sensibilité de la VAN

Paramètre	-20%	-10%	Base	+10%	+20%
Prix du kWh (EUR)	222690	287056	351421	415786	480151
Taux d'actualisation	439773	393281	351421	313646	279484
Taux de subvention	336341	343881	351421	358961	366501
Coût d'investissement	396661	374041	351421	328801	306181
Production annuelle	222690	287056	351421	415786	480151

TABLE 4.4 – Sensibilité de la Valeur Actuelle Nette (VAN) aux paramètres clés

Sensibilité du TRI

Paramètre	-20%	-10%	Base	+10%	+20%
Prix du kWh (EUR)	17.7%	20.1%	22.6%	25.0%	27.3%
Taux d'actualisation	22.6%	22.6%	22.6%	22.6%	22.6%
Taux de subvention	21.3%	21.9%	22.6%	23.3%	24.1%
Coût d'investissement	27.7%	24.9%	22.6%	20.6%	19.0%
Production annuelle	17.7%	20.1%	22.6%	25.0%	27.3%

TABLE 4.5 – Sensibilité du Taux de Rentabilité Interne (TRI)

Sensibilité du Délai de Retour

Paramètre	-20%	-10%	Base	+10%	+20%
Prix du kWh (EUR)	5.9	5.3	4.7	4.3	3.9
Taux d'actualisation	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7
Taux de subvention	5.0	4.9	4.7	4.6	4.5
Coût d'investissement	3.9	4.3	4.7	5.1	5.5
Production annuelle	5.9	5.3	4.7	4.3	3.9

TABLE 4.6 – Sensibilité du Délai de Retour sur Investissement

4.5.5 Synthèse de l'Analyse

Les résultats de cette section révèlent que le projet est particulièrement sensible à la production d'énergie et au tarif de vente. Le TRI reste supérieur à 17% dans tous les scénarios envisagés, ce qui confirme la robustesse du projet dans le contexte algérien. L'analyse du délai de retour montre que même dans un scénario défavorable, l'investissement est amorti en moins de 6 ans.

Résultats principaux :

- Le paramètre **le plus sensible** est le *prix du kWh*, avec une variation de la VAN de +157 461 EUR pour +20%, et une baisse équivalente pour -20%.
- La **production annuelle** a un impact symétrique au prix du kWh, en raison de la linéarité du revenu avec l'énergie produite.
- Le **taux d'actualisation** joue un rôle notable : une baisse de ce taux de 20% augmente la VAN de près de 25%.
- La **subvention publique** et le **coût d'investissement** ont un effet modéré et linéaire.

4.5.6 Discussion et interprétation

Il est important de souligner que les résultats obtenus démontrent une **forte sensibilité au prix de vente de l'électricité**, confirmant que toute réforme tarifaire ou évolution du marché de l'électricité pourrait considérablement impacter la rentabilité du projet. Cette dépendance justifie l'intérêt d'un **mécanisme de tarification stable ou garanti** (type PPA) pour sécuriser les revenus du projet sur le long terme.

En revanche, le **taux d'actualisation**, bien qu'influent, ne modifie pas qualitativement la viabilité du projet dans l'intervalle étudié. Il en est de même pour la subvention publique, dont le rôle est davantage de *réduire le risque d'investissement* que de conditionner la rentabilité intrinsèque.

4.5.7 Conclusion de l'analyse de sensibilité

Les résultats démontrent que :

- Le projet reste rentable même en cas de dégradation modérée des paramètres clés.
- Le paramètre le plus déterminant est le **prix de l'électricité**.
- Une attention particulière doit être portée à la **stabilité réglementaire et tarifaire**.

Cette étape valide la solidité économique du projet face à des aléas réalistes, tout en soulignant l'importance des leviers politiques (subvention, tarif) dans l'optimisation du TRI.

4.6 Analyse de Risques par Méthode Monte Carlo

4.6.1 Justification de l'approche probabiliste

L'évaluation économique classique repose généralement sur des valeurs moyennes ou déterministes pour chaque paramètre, ce qui peut masquer l'incertitude inhérente à tout projet d'infrastructure. Dans le cas de l'installation d'une turbine Kaplan dans un contexte algérien, plusieurs variables sont susceptibles de fluctuer de manière significative : le prix de l'électricité, le taux de subvention, les coûts d'investissement et la production annuelle d'énergie.

Pour mieux appréhender cette incertitude, une analyse de risque basée sur la méthode de Monte Carlo a été menée. Cette approche consiste à simuler un grand nombre de scénarios (ici, 1000) en générant aléatoirement les valeurs des paramètres clés à partir de distributions probabilistes. Elle permet d'évaluer la probabilité de rentabilité du projet, ainsi que l'étendue des variations possibles des indicateurs économiques (VAN, TRI, délai de retour).

4.6.2 Méthodologie adoptée

Les paramètres suivants ont été modélisés à l'aide de distributions triangulaires :

- **Prix du kWh** : variation de $\pm 20\%$ autour de la valeur nominale (0,055 €/kWh)
- **Production annuelle** : variation de $\pm 20\%$ autour de 904 MWh/an
- **Coût d'investissement** : variation de $\pm 20\%$ autour de 301 600 €
- **Taux d'actualisation** : variation de $\pm 20\%$ autour de 8%

Chaque simulation calcule la VAN, le TRI et le délai de retour selon les équations précédemment définies. Les résultats sont ensuite regroupés en histogrammes et nuages de points pour faciliter l'interprétation.

4.6.3 Résultats et interprétation

Distribution de la VAN

La figure 4.10 montre la distribution de la VAN obtenue après les 1000 simulations. La VAN moyenne s'élève à **337 634 €** avec un écart-type de **82 043 €**. L'intervalle de confiance à 90% pour la VAN est compris entre **211 453 €** et **482 305 €**.

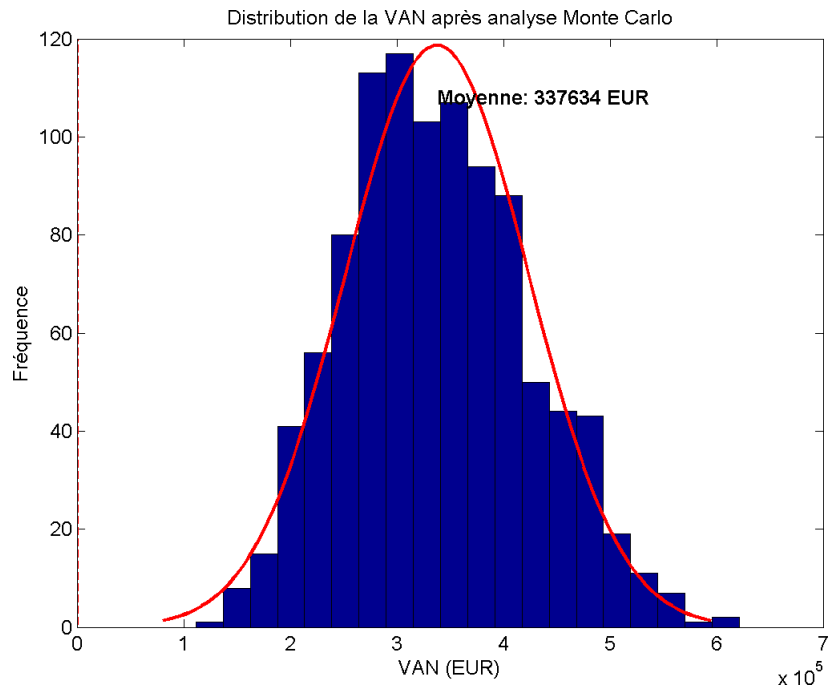


FIGURE 4.10 – Distribution de la VAN après l'analyse Monte Carlo

Distribution du TRI

La distribution du TRI (figure 4.11) présente une moyenne de **21,31%** et un écart-type de **3,00 %**. Cette valeur reste bien au-dessus du seuil de rentabilité (8%), traduisant un bon niveau de robustesse du projet.

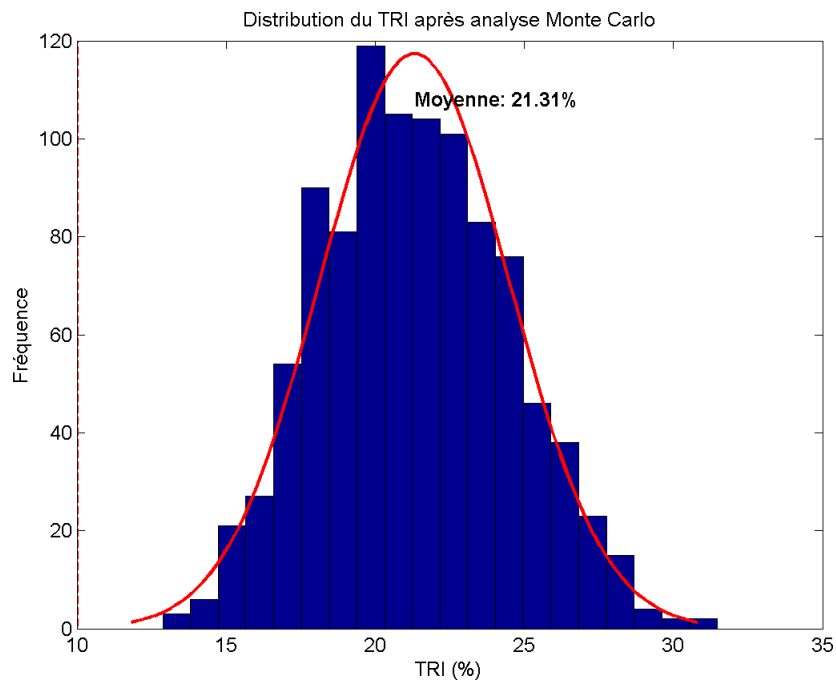


FIGURE 4.11 – Distribution du TRI après l'analyse Monte Carlo

Corrélation entre VAN et TRI

Le nuage de points présenté dans la figure 4.12 illustre la forte corrélation positive entre VAN et TRI. Sans surprise, les scénarios présentant une VAN élevée correspondent à des TRI supérieurs. Les 1000 simulations se retrouvent toutes dans le quadrant Q1 (VAN > 0 et TRI > 10%), traduisant une **robustesse remarquable** du projet.

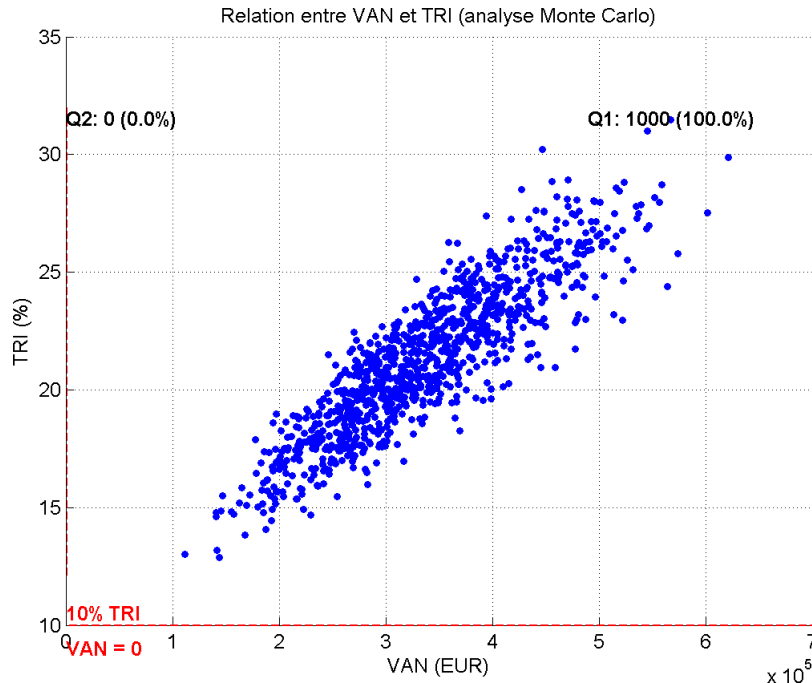


FIGURE 4.12 – Corrélation entre la VAN et le TRI – analyse Monte Carlo

4.6.4 Probabilités de succès

L'analyse statistique des simulations permet d'établir les probabilités suivantes :

- **Probabilité d'obtenir une VAN positive : 100%**
- **Probabilité d'un TRI supérieur à 10% : 100%**
- **Probabilité d'un délai de retour inférieur à 10 ans : 100%**

Ces résultats renforcent la confiance dans la rentabilité du projet, même dans des scénarios défavorables. La dispersion reste modérée, ce qui témoigne d'une bonne maîtrise des incertitudes économiques majeures.

4.6.5 Synthèse et recommandations

L'analyse de Monte Carlo constitue un outil essentiel pour consolider les conclusions de l'analyse économique. Dans notre cas, elle permet de valider avec un haut degré de certitude la viabilité du projet. La faible probabilité de scénarios défavorables (VAN ou TRI négatifs) justifie l'avancement du projet vers une phase de mise en œuvre.

Pour aller plus loin, il serait pertinent de :

- Raffiner les distributions des paramètres sur la base de données historiques locales.
- Étendre l'analyse à d'autres scénarios politiques ou fiscaux (changement du taux de subvention, variation du prix de l'électricité).
- Intégrer l'analyse Monte Carlo dans une approche multi-critère incluant les considérations environnementales et sociales.

4.6.6 Considérations Environnementales et Socio-Économiques

Réduction des Émissions de CO₂

L'un des atouts majeurs des projets hydroélectriques réside dans leur capacité à produire de l'énergie sans émission directe de gaz à effet de serre. Dans le cas présent, l'installation de la turbine Kaplan à la position optimale permet d'éviter l'émission de **633 tonnes de CO₂ par an**. Ce gain environnemental est particulièrement significatif dans un contexte où la production d'électricité repose encore fortement sur les combustibles fossiles en Algérie.

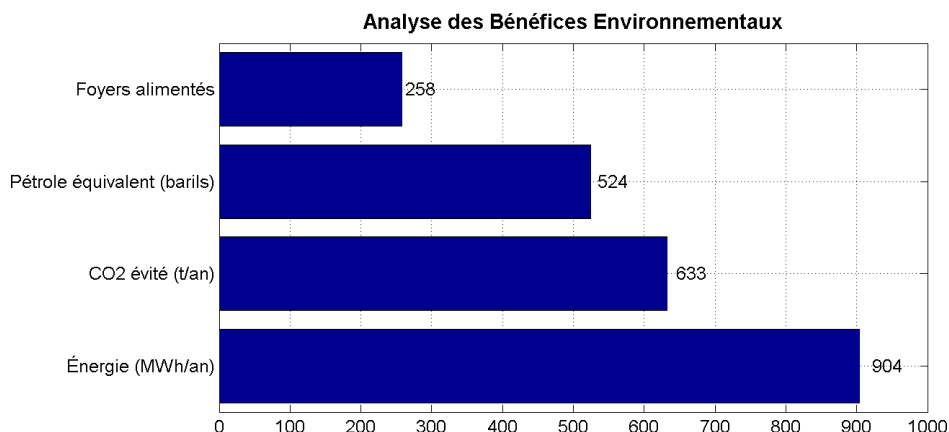


FIGURE 4.13 – Bénéfices environnementaux annuels estimés

Sur une période de 20 ans, ce sont plus de **12 600 tonnes de CO₂** qui seraient évitées, ce qui équivaut à retirer plus de 2700 voitures thermiques de la circulation pendant un an[50].

Économie d'Énergie Fossile et Sécurité Énergétique

Le projet permet également une réduction significative de la consommation de combustibles fossiles, avec environ **524 barils de pétrole économisés chaque année**. Cette économie contribue à renforcer la sécurité énergétique du pays en limitant les besoins en importations d'hydrocarbures pour la production électrique.

Accès à l'Énergie et Développement Local

La quantité d'énergie générée par la turbine (**904 MWh/an**) représente une capacité suffisante pour alimenter en continu environ **258 foyers algériens**, selon les moyennes de consommation nationale. Ce chiffre, bien qu'indicatif, souligne l'impact social concret que peut avoir une micro-centrale hydraulique dans des zones isolées ou non raccordées de manière fiable au réseau national.

Création d'Emplois

L'impact socio-économique est aussi non négligeable. D'après les ratios d'investissement par emploi utilisés par la Banque Mondiale[52], le projet permettrait la création de :

- **2 emplois directs permanents** liés à l'exploitation et à la maintenance de l'installation,
- **3 à 4 emplois indirects** durant les phases de génie civil, d'installation et d'approvisionnement.

Ces emplois, bien que modestes en nombre, participent à la dynamisation du tissu économique local et à la montée en compétence des acteurs techniques du secteur.

Contribution aux Objectifs Nationaux

Enfin, le projet s'inscrit pleinement dans les objectifs de l'Algérie en matière d'énergies renouvelables. Avec une contribution estimée à **2,26%** des objectifs sectoriels pour les installations hydrauliques de petite puissance, il illustre un exemple concret de réalisation à faible coût et fort impact environnemental et sociétal.

En résumé, au-delà de sa performance économique, le projet étudié incarne une réponse locale pertinente aux enjeux globaux de transition énergétique, d'atténuation du changement climatique et de développement durable.

4.6.7 Considérations Supplémentaires Spécifiques à l'Algérie

L'installation de cette turbine à 950 m permettrait de :

- Réduire l'empreinte carbone avec environ **0.7 tonne de CO₂ évitée par MWh produit**, soit environ 633 tonnes par an.
- Contribuer aux objectifs nationaux d'énergie renouvelable en augmentant la capacité de production propre, avec une contribution de **2.2591%**.
- Générer un impact socio-économique positif avec la création d'environ 2 emplois directs et 3 emplois indirects.
- Sur les 20 années de vie du projet, l'économie totale en émissions de CO₂ est estimée à **12660 tonnes**, ce qui équivaut à 21000 barils de pétrole évités.

4.7 Conclusion

Cette étude a permis de démontrer la faisabilité technique, économique et environnementale de la valorisation d'un écoulement gravitaire industriel par l'intégration d'une turbine Kaplan bulbe coaxiale. Appliquée au cas concret de la station de dessalement de Béni Saf, la méthodologie développée – fondée sur une modélisation hydraulique précise et une optimisation multicritère – a conduit à l'identification d'un emplacement optimal, assurant à la fois rendement énergétique et stabilité de l'écoulement.

Les résultats obtenus sont particulièrement encourageants. L'énergie annuelle récupérable atteint 904MWh, avec une VAN supérieure à 350,000€, un TRI de 22,6% et un délai de retour sur investissement inférieur à cinq ans. Ces performances restent solides même sous incertitude, comme l'a confirmé l'analyse de sensibilité et la simulation probabiliste. Le projet s'avère ainsi résilient, rentable et parfaitement aligné avec les objectifs nationaux de transition énergétique.

Au-delà des bénéfices économiques, les retombées environnementales – réduction d'émissions de CO₂, économies d'énergies fossiles – et sociales – alimentation électrique locale, création d'emplois – confirment l'intérêt systémique d'une telle solution.

Cette recherche constitue donc une contribution originale au développement des énergies renouvelables dans le contexte des rejets industriels. Elle ouvre la voie à des extensions futures, tant sur le plan technologique (solutions modulaires, pilotage intelligent) que sur le plan territorial (transfert de méthode vers d'autres sites côtiers ou usines de traitement).

En combinant rigueur scientifique, pertinence économique et impact écologique, cette démarche s'inscrit dans une logique de durabilité opérationnelle et marque une étape concrète vers l'optimisation énergétique des systèmes hydrauliques existants.

Conclusion Générale et Perspectives

Ce mémoire s'inscrit dans une problématique actuelle à fort enjeu : la valorisation énergétique des rejets hydrauliques non exploités dans les installations industrielles, et notamment dans les stations de dessalement. Dans le contexte algérien, et plus particulièrement sur le littoral ouest, ces infrastructures rejettent quotidiennement de grandes quantités de saumure sous forme d'écoulement gravitaire, sans récupération d'énergie. Ce constat de gaspillage hydraulique a motivé l'étude d'un dispositif de production d'énergie électrique, intégré à la conduite de rejet de la station de Béni Saf.

La démarche adoptée a consisté en une étude complète, allant de la caractérisation du site et de l'écoulement, jusqu'à la simulation numérique et à l'évaluation technico-économique. Dans un premier temps, une revue comparative des technologies de micro-turbines adaptées aux faibles hauteurs de chute a permis d'identifier la turbine Kaplan Bulbe coaxiale comme la solution la plus compatible avec le contexte étudié : conduite DN1800, faible pente, flux régulier mais variable. Ce choix s'appuie sur des critères de rendement, de compacité et de fiabilité en environnement marin.

La phase suivante a porté sur la modélisation hydraulique, avec le développement d'un modèle unidimensionnel sous MATLAB. Ce modèle tient compte des régimes d'écoulement (nappe libre et pressurisé), des pertes de charge linéaires (Manning et Darcy-Weisbach) et des conditions aux limites. Un algorithme numérique a permis de simuler le profil hydraulique le long de la conduite, et de tester différentes positions potentielles d'implantation de la turbine. Une étape clé a consisté à intégrer les performances réelles de la turbine (courbe de rendement constructeur) ainsi que l'impact local de l'appareil sur la hauteur de chute disponible.

L'optimisation de la position de la turbine s'est appuyée sur une approche multicritère robuste, combinant plusieurs indicateurs : production énergétique annuelle, stabilité de l'écoulement, taux de remplissage et régularité du régime. Les résultats ont permis d'identifier une position optimale à environ 950 m de l'amont, assurant une hauteur de chute suffisante et un régime stable. Cette configuration garantit une production annuelle estimée à plus de 900 MWh.

L'analyse technico-économique a ensuite confirmé la rentabilité du projet. La simulation donne une Valeur Actuelle Nette (VAN) largement positive, un Taux de Rentabilité Interne (TRI) supérieur à 22 %, et un temps de retour sur investissement inférieur à 5 ans. Le coût actualisé de l'énergie produite (LCOE) se situe à 0.044 €/kWh, soit en dessous du tarif de rachat local, ce qui rend le projet compétitif, même sans subvention.

Au-delà de ces résultats prometteurs, ce travail ouvre plusieurs perspectives de recherche et d'amélioration :

- D'un point de vue technologique, d'autres solutions de récupération d'énergie pourraient être explorées, telles que les microturbines vortex, les roues gravitaires ou les turbines à vis, mieux adaptées à des débits irréguliers ou à des profils très plats.
- Le modèle développé reste statique et unidimensionnel ; l'introduction d'un modèle dynamique transitoire, prenant en compte les variations temporelles fines et les démarrages/arrêts de la station, renforcerait la robustesse des prévisions.
- La maintenance en environnement marin, la corrosion accélérée, le bio-encrassement et l'accès physique à la turbine n'ont pas été traités en détail ; une étude spécifique, incluant des retours d'expérience industriels, est nécessaire pour anticiper ces contraintes.
- L'impact environnemental local (bruit, perturbation du flux, interférence avec la faune marine) mériterait une évaluation complémentaire.
- Enfin, une étude de duplication du système dans d'autres stations similaires en Algérie (Mostaganem, Chlef, Skikda) permettrait d'évaluer l'intérêt stratégique d'une généralisation à l'échelle nationale.

En définitive, ce mémoire démontre qu'un potentiel énergétique concret existe dans les infrastructures hydrauliques industrielles algériennes. Avec une méthodologie rigoureuse, une intégration bien pensée et une optimisation ciblée, il est possible de transformer un rejet passif en source d'énergie propre, renouvelable

et rentable. Ce travail contribue ainsi à la transition énergétique nationale, en explorant une voie encore peu exploitée, mais porteuse d'opportunités durables.

Bibliographie

- [1] Organisation des NATIONS UNIES. *L'eau, une responsabilité partagée*. Rapport mondial des Nations Unies sur la mise en valeur des ressources en eau. Paris : UNESCO, 2006.
- [2] FAO. *L'état des ressources en terres et en eau pour l'alimentation et l'agriculture dans le monde*. Rapport de synthèse. Rome. 2012.
- [3] Office International de L'EAU. *Gestion intégrée de l'eau en Méditerranée*. Note technique. Consulté en 2020. 2020. URL : <https://www.oieau.fr/>.
- [4] K. QURESHI, M. ARIF et A. VASAN. « Smart water grids : A review on optimization and energy management techniques ». In : *Sustainable Cities and Society* 41 (2018), p. 231-242. DOI : 10.1016/j.scs.2018.05.021.
- [5] *Hydraulic Energy Recovery Projects Worldwide*. Elicit Reports. 2024.
- [6] Adel D. KHAWAJI, Ibrahim K. KUTUBKHANAH et Jong-Mihn WIE. « Advances in seawater desalination technologies ». In : *Desalination* 221.1-3 (2008), p. 47-69. DOI : 10.1016/j.desal.2007.01.067.
- [7] *Quel est le rapport entre la conductivité et la salinité dans les analyses d'eau*. <https://www.franceenvironnement.com/question/quel-est-le-rapport-entre-la-conductivite-et-la-salinite-dans-les-analyses-eau>. 2024.
- [8] Tamim YOUNOS. « Emerging Issues in Desalination : Environmental and Sustainability Perspectives ». In : *Journal of Contemporary Water Research & Education* 132 (2005), p. 8-11.
- [9] « PX220 Pressure Exchangers - Energy Recovery Inc ». In : *EnergyRecovery.com* (2024).
- [10] R. STOVER. « Seawater reverse osmosis with isobaric energy recovery devices ». In : *Desalination* 203.1-3 (2007), p. 168-175. DOI : 10.1016/j.desal.2006.03.525.
- [11] Ioannis KOUGIAS et Sándor SZABÓ. « Hydropower in the Context of Energy Storage Needs and the Role of Interconnections in the European System ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 113 (2019), p. 109257. DOI : 10.1016/j.rser.2019.109257.
- [12] M. GARRIDO-BASERBA et al. « Energy recovery in water systems using pumps as turbines : state-of-the-art review ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 62 (2016), p. 499-512. DOI : 10.1016/j.rser.2016.05.043.
- [13] J. OLIVIER, J. DUCHESNE et T.T. VU. « The VLH turbine : A new solution for very low head sites ». In : *Hydro Review Worldwide* 17.2 (2009), p. 42-48.
- [14] G. MÜLLER, J.A. SENIOR et J. CLINTON. « Vortex tubes for small hydropower ». In : *Renewable Energy* 32.3 (2007), p. 478-492. DOI : 10.1016/j.renene.2006.01.001.
- [15] B. OGAYAR et P.G. VIDAL. « Comparative study of Kaplan and cross-flow turbines in low head sites ». In : *Renewable Energy* 34.12 (2009), p. 2930-2936. DOI : 10.1016/j.renene.2009.06.007.
- [16] A. MARIUCCI, F. VALDENAZZI et G. GATTI. « A compact and efficient micro-hydraulic turbine for low head applications ». In : *Hydropower Engineering Journal* 15 (2018), p. 43-50.
- [17] E. QUARANTA et al. « Innovative Low Head and Ecologically Improved Turbines ». In : *Hydropower Case Study Collection* (2020). DOI : 10.3390/su12218873.
- [18] A. CARRAVETTA et al. « Pump as Turbine (PAT) Design in Water Distribution Networks : A Review of Existing Methodologies ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 30 (2017), p. 39-47. DOI : 10.1016/j.rser.2013.09.025.

- [19] E. QUARANTA et R. REVELLI. « Assessing the potential of very low head turbines (VLHTs) in irrigation canals : Hydropower recovery and climate co-benefits ». In : *Renewable Energy* 157 (2020), p. 1234-1245. DOI : 10.1016/j.renene.2020.05.092.
- [20] V.G. GUDE. « Energy recovery from rejected streams in desalination processes – Current status and future opportunities ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 45 (2015), p. 875-885. DOI : 10.1016/j.rser.2015.02.043.
- [21] M. SINAGRA et al. « Low-head hydropower for energy recovery in wastewater systems ». In : *Water* 14.10 (2022), p. 1649. DOI : 10.3390/w14101649.
- [22] H. KOBAYASHI. *Kaplan Turbines in Low-Head Applications*. Berlin, Germany : Springer, 2010.
- [23] Sabine LATTEMANN et Thomas HÖPNER. « Environmental impact and impact assessment of seawater desalination ». In : *Desalination* 220.1-3 (2008), p. 1-15. DOI : 10.1016/j.desal.2007.03.009.
- [24] International Energy Agency (IEA). *World Energy Outlook 2023*. Consulté en 2024. 2023. URL : <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>.
- [25] United NATIONS. *Sustainable Development Goals Knowledge Platform*. Consulté en 2024. 2015. URL : <https://sdgs.un.org/goals>.
- [26] Fulvio BOANO, Virginia CARUCCI et Roberto REVELLI. « Assessing energy recovery from water distribution systems using hydraulic turbines : A case study in Italy ». In : *Journal of Cleaner Production* 252 (2020), p. 119745. DOI : 10.1016/j.jclepro.2019.119745.
- [27] W. SHI et al. « Design and optimization of an integrated energy recovery system in reverse osmosis desalination plants ». In : *Desalination* 319 (2013), p. 56-66. DOI : 10.1016/j.desal.2013.04.005.
- [28] Sabine LATTEMANN et Thomas HÖPNER. « Environmental impact and impact assessment of seawater desalination ». In : *Desalination* 220.1–3 (2010), p. 1-15. DOI : 10.1016/j.desal.2007.03.009.
- [29] A. CARRAVETTA et al. « Pump as Turbine (PAT) Design in Water Distribution Networks : Methodology and Application ». In : *Water* 9.12 (2017), p. 894. DOI : 10.3390/w9110894. URL : <https://www.mdpi.com/2073-4441/9/11/894>.
- [30] E. QUARANTA et R. REVELLI. « Design criteria for small hydropower plants in irrigation canals ». In : *Renewable Energy* 115 (2018), p. 291-300. DOI : 10.1016/j.renene.2017.08.059.
- [31] D. WILHELM. *Hydroélectricité basse chute : potentialités et limites*. Rapp. tech. Rapport interne. EDF R&D, 2017.
- [32] Ralph A. WURBS et Wesley P. JAMES. *Water Resources Engineering*. Upper Saddle River, NJ, USA : Prentice Hall, 2002. ISBN : 978-0130812933.
- [33] S. WILHELM. « Étude des pertes de charge dans un aspirateur de turbine bulbe par simulations numériques instationnaires ». In : *Hydraulic Science and Engineering* (2017).
- [34] Quentin LONGCHAMP. « Analyse Expérimentale et Numérique de l'écoulement dans le canal d'entrée d'un modèle de turbine bulbe ». Thèse de doct. INP Toulouse, 2014.
- [35] P. DUQUESNE et al. « Draft Tube Flow Phenomena Across the Bulb Turbine Hill Chart ». In : *Journal of Fluids Engineering* (2014).
- [36] Bruce R. MUNSON, Donald F. YOUNG et Theodore H. OKIISHI. *Fundamentals of Fluid Mechanics*. 7th Edition. Hoboken, NJ, USA : Wiley, 2013. ISBN : 978-1118116135.
- [37] Hubert CHANSON. *Hydraulics of Open Channel Flow*. 2nd Edition. Oxford, UK : Elsevier Butterworth-Heinemann, 2004. ISBN : 978-0750659789.
- [38] Emil MOSONYI. *Hydraulic Turbine Design Handbook*. 3rd Edition. New York, USA : McGraw-Hill Education, 2020. ISBN : 978-1259642999.
- [39] M. COULAUD, J. LEMAY et C. DESCHÊNES. « Analysis of the Runner Behavior During the Start-Up Sequence in a Bulb Turbine Model ». In : *Journal of Fluids Engineering* 141.8 (2019). DOI : 10.1115/1.4041892.
- [40] A.A. BIDERIS-DAVOS et P.N. VOVOS. « Comprehensive Review for Energy Recovery Technologies Used in Water Distribution Systems Considering Their Performance, Technical Challenges, and Integration Potential ». In : *Water* 16.15 (2024), p. 2129. DOI : 10.3390/w16152129. URL : <https://www.mdpi.com/2073-4441/16/15/2129>.

- [41] M.M. ELEWA. « Emerging and Conventional Water Desalination Technologies Powered by Renewable Energy and Energy Storage Systems Toward Zero Liquid Discharge ». In : *Separations* 11.10 (2024), p. 291. DOI : 10.3390/separations11100291. URL : <https://www.mdpi.com/2297-8739/11/10/291>.
- [42] R.H. CHARLIER et J.R. JUSTUS. *Ocean Energies : Environmental, Economic and Technological Aspects of Alternative Power Sources*. Elsevier, 1993. URL : <https://books.google.com/books?id=AVmtOw6bLxgC>.
- [43] V. KRUPA. « Development of Horizontal Bulb Hydroturbines for High Heads with a Wide Range of Reliable Operation Modes ». In : *Bulletin of the National Technical University "KhPI"* (2023). DOI : 10.20998/2411-3441.2022.2.05.
- [44] THE MATHWORKS, INC. *MATLAB Documentation*. 2025. URL : <https://www.mathworks.com/help/matlab/>.
- [45] Robert MANNING. *On the flow of water in open channels and pipes*. London, UK : Institution of Civil Engineers, 1891.
- [46] Peter MARTIN et Lucas KIM. « Optimization Techniques for Hydraulic Energy Recovery in Pressurized Systems ». In : *Renewable Energy Engineering* 45.4 (2020), p. 234-250. DOI : 10.1016/j.renene.2020.02.045.
- [47] Henry DARCY. « Recherches expérimentales relatives au mouvement de l'eau dans les tuyaux ». In : *Annales des Ponts et Chaussées* 15 (1857), p. 1-50.
- [48] A. BOURAIOU, D. AISSANI et A. HAMIDAT. « Renewable energy in Algeria and the energy transition : The facts and the prospects ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 115 (2020), p. 109-131. DOI : 10.1016/j.rser.2019.109432.
- [49] EUROSTAT. *Share of energy from renewable sources*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics. Consulté en 2023.
- [50] International Energy AGENCY. *Global Energy and CO Status Report*. 2022. URL : <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2022>.
- [51] Abdelkader BOURAIOU, Djamel AISSANI et Abdelkader HAMIDAT. « Renewable energy in Algeria and the energy transition : The facts and the prospects ». In : *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 115 (2020), p. 109432. DOI : 10.1016/j.rser.2019.109432.
- [52] World BANK. *World Bank : Renewable Energy Jobs Annual Review 2020*. <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2020>. International Renewable Energy Agency (IRENA). 2020.