



Journal of Materials and Engineering Structures

Research Paper

Étude de pré faisabilité du turbinage des eaux de la station de traitement de Koudiet Acerdoune/Algérie

Location Optimization of a Hydraulic Turbine for Koudiet Acerdoune Water Treatment Plants

A. Iguercha ^{a*}, S. Zouaoui ^b, K. Mohammedi ^a, M. Bouaziz ^c, D. Kari ^a

^a Unité de Recherche Matériaux Procédés et Environnement, Université M'Hamed Bougara, 35000 Boumerdes, Algérie

^b Laboratoire de Mécanique, Structure & Énergétique, Faculté du Génie de la Construction, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 15000 Algérie

^c Ecole Nationale Polytechnique, El-Harrach, Algérie

ARTICLE INFO

Historique de l'article :

Recu : 14 juillet 2021

Révisé : 24 mars 2022

Accepté : 13 avril 2022

Mots clés:

Brise charge

Énergies renouvelables

Simulation

Rentabilité

Keywords :

Load-breaker

Energy renewable

Simulation

Profitability

RESUME

Cette étude vise à récupérer l'énergie résiduelle de l'eau à son arrivée dans la station de traitement d'eau par turbinage, au lieu de continuer à la dissiper comme on le fait actuellement au moyen de robinets brises-charge. Une analyse de la faisabilité technique du projet et une évaluation du potentiel hydroélectrique disponible ont été accomplies, avant de proposer différentes options pour l'installation des équipements de turbinage. En utilisant cette méthode, le maximum de quantité d'énergie qui peut être récupérée a été estimée à 7,44 GWh, celui de la quantité de carbone économisée a été estimé à 446,210 tonnes CO₂. Nous concluons notre projet par une évaluation de la rentabilité des aménagements hydroélectriques.

ABSTRACT

This study aims to recover the residual energy of the water in the water treatment plant using turbines instead of wasting energy in the dissipator as it is currently done by means of load-breaker valves. Analysis of the technical efficiency of the project and an assessment of the hydroelectric potential available were carried out and different options for the installation of turbines were proposed. The estimated maximum amount of energy that can be recovered is around 7.44 GWh, and the maximum amount of carbon emissions saved are 446.210 tons. The evaluation of the profitability of our project integrating an energy recovery device is fair.

* Corresponding author. Tel.: +213 771670403.

E-mail address: a.iguercha@univ-boumerdes.dz

1 Introduction

L'eau est un élément vital pour l'être humain (60% du corps en est constitué). Elle est considérée comme première des énergies renouvelables au monde. Elle se démarque par sa qualité écologique et moins coûteuse. Elle est disponible et facile d'utilisation. La forte demande incessante en électricité entraîne une augmentation de la consommation des fossiles, ce qui engendre un effet néfaste sur le changement climatique [1]. Selon une enquête menée par l'Association internationale de l'hydroélectricité (IHA) [2], la pandémie de Covid-19 relancera la société et l'économie. Il y aura de nouvelles approches importantes dans la gouvernance mondiale, le développement économique, les systèmes énergétiques et la durabilité environnementale et sociale. La crise sanitaire qui a provoqué des changements drastiques sur le marché de l'énergie et l'hydroélectricité n'est pas à l'abri de ces évolutions. En effet cette pandémie a démontré la résilience, la fiabilité et la flexibilité de l'hydroélectricité pendant la crise mondiale, par la mise en œuvre réussie d'un plan de continuité d'activité [2]

Plus de 94% de la production mondiale d'énergie renouvelable est représentée par l'hydroélectricité [3]. D'après IHA [2], en 2019, la production d'énergie hydroélectrique a augmenté de 2,5% et reste toujours la plus grande source d'électricité renouvelable au monde. Selon IRENA (Agence Internationale d'Énergie Renouvelable), il y a maintenant plus de 1300 gigawatts de capacité hydroélectrique installée dans le monde, et d'ici 2050, ce nombre devra être augmenté d'environ 60% pour aider à limiter la hausse de la température mondiale à moins de 2 degrés Celsius, et le niveau préindustriel [4]. Pour produire l'énergie hydroélectrique, on a recours aux machines hydrauliques. Celles-ci sont classées, selon la forme de l'énergie à l'entrée de la roue, en deux catégories : turbines à action et turbines à réaction et d'autres turbines hybrides peuvent fonctionner sous diverses pressions et débits, ces dernières ont été dernièrement améliorées dans l'industrie [5]. La production d'énergie est primordiale à l'utilisation d'eau conventionnelle ou non conventionnelle puisque, l'électricité est l'élément principal pour l'exploitation de l'eau potable et de l'eau industrielle (dessalement), de l'eau d'irrigation, des installations d'assainissement et des stations de pompage et d'injection pour la réutilisation des eaux usées [6]. C'est pourquoi l'ensemble du cycle de l'eau doit être inclus dans le processus de valorisation énergétique, y compris l'eau potable et les systèmes d'irrigation. Cette relation entre l'eau et l'énergie permettra à ces systèmes de devenir de nouvelles sources d'énergie durable et efficace [7]. Les réseaux de distribution d'eaux consomment 7% de la consommation énergétique mondiale [8]. Actuellement, la majeure partie de l'énergie est perdue dans des dispositifs de dissipation d'énergie tels que les vannes réducteurs de pression et les chutes de canal [9]. La récupération d'énergie sur ces réseaux constitue un investissement rentable avec un très bon impact environnemental. Par conséquent, ce sont des points de vue de recherche relativement nouveaux qui ont commencé à s'intéresser à ce petit potentiel hydroélectrique [10].

Le système d'approvisionnement en eau est un ensemble d'infrastructures civiles (réservoirs, pipelines et autres installations), de machines hydrauliques, d'équipements et de services électriques, qui peuvent extraire, transporter et distribuer l'eau aux consommateurs [11]. L'énergie et l'eau sont nécessairement liées à l'intérieur d'une conduite, une importante quantité d'énergie cinétique et potentielle peut être bénéficiée dans les systèmes de diffusion d'eau, qui est actuellement inexploitée et gaspillée dans les chutes du canal [12]. L'excès d'énergie dans les conduites d'eau apporte l'augmentation de la pression et la vitesse d'écoulement, ce qui engendre l'endommagement du système d'alimentation en eau [13]. C'est pour cela que des méthodes conventionnelles comme l'installation des réservoirs de stockage d'eau qui sont utilisées pour minimiser la surpression au niveau des réseaux d'écoulement d'eau [14]. Généralement des clapets ou obturateurs sont placés pour réguler la pression importante constatée à l'arrivée des débits aux stations de traitement pour la dissipation de la charge [10]. Des dissipateurs d'énergie pour contrôle de pression sont fortement utilisés pour réduire les fuites [15, 16]. Bien que le potentiel hydroélectrique des systèmes d'adductions d'eau est assez connu (certains cas sont rapportés dans la littérature [17]). Par conséquent une solution non conventionnelle a été proposée en utilisant la pompe turbine comme une solution intéressante et significative, qui peut économiser des quantités considérables d'énergie [18, 19]. En effectuant des expériences sur des pompes que la pompe turbine a été découverte accidentellement en 1931 par Thoma et Kittredge, où ils ont constaté que les pompes pouvaient remplacer les turbines [20]. D'autres recherches ont présenté et détaillé l'étude et la description des modèles théoriques de ces machines [21]. O. Fecarotta et al. [22] ont terminé un examen sur l'abaissement des fuites, ils ont inspiré et assimilé une autre adaptation de remplacement des vannes de réduction de vitesse par des pompes comme turbines. En adaptant une stratégie d'exploitation variable. Carraveta et al. [23] ont proposé un schéma de fonctionnement des pompes comme turbines avec des vannes de réduction de vitesse en parallèle. Plusieurs études préliminaires sur les réseaux d'eau potable ont été réalisées grâce à des modèles de calculs [24]. Une conception d'algorithmes et des solutions de contrôle à l'aide des micro-turbines et des pompes turbine ont été proposées par plusieurs chercheurs [25]. Cette optimisation des systèmes de distributions par récupération d'énergie grâce à des pompes turbines a

aussi été étudiée par Lima GM et al. [26] ils ont démontré que l'élévation des coûts en élevant le diamètre des conduites peut être négligée par rapport au gain de la récupération d'énergie. Par ailleurs, en cas d'une basse fluctuation de la demande en eau, la pompe en tant que turbines peut fonctionner autour de son meilleur point de rendement.

Hosnar, J et al. [27] ont développé un modèle de construction optimisé pour la construction des centrales hydroélectriques. Il a permis de contribuer à l'identification des gains économique maximum à partir de la vente d'énergie produite au niveau des systèmes hydroélectriques. Une autre étude d'estimation des structures et des équipements d'alimentation en eau pour la récupération d'énergie hydraulique menée par Vilanova, M.R.N et al. [28] qui a traité de multiples modèles hydroélectriques. D'autre part Van Dijk et al. [29] et A. Berrada et al. [12], ont suggéré des modèles pour discuter l'évaluation d'une centrale hydroélectrique et proposé une meilleure option flexible. Toute surpression dans les réseaux d'eau peut être exploitée sous forme de potentiel énergétique en utilisant des turbines hydrauliques [30, 31]. Un autre emplacement des turbines hydrauliques au niveau d'une boucle de contournement dans des conduites d'eau pour protéger les réducteurs de pression ont été déposés par les services d'eau de la ville de Logan, Utah et Halifax, c'est une nouvelle technologie proposée par le service public de Portland Water Bureau qui utilise une turbine directement dans les conduites d'eau pour générer de l'énergie [32]. Un modèle de turbine en tube peut remplacer un réducteur de pression qui peut être modélisé pour estimer l'emplacement et le potentiel dans une conduite d'eau avec moins de calcul [33].

O. Gashteroodkhani et al. [32] proposent une technique de récupération d'énergie résiduelle dans les réducteurs de pression à l'aide d'un générateur hydroélectrique dans des conduites d'eau avec une installation expérimentale pour simuler une station réelle, ce qui peut avoir des impacts considérables dans le domaine de micro réseaux. T. Voltz et al. [25], ont développés une méthode de calcul avec l'outil Excel (téléchargeable gratuitement, sans frais) pour déterminer les paramètres hydrauliques optimaux d'une turbine pour les sites d'approvisionnement en eau ayant un réservoir de stockage qui dissocie les schémas d'entrées et de sorties, les sites dits « tamponnés ».

Sonawat et al. [34] ont conçu une turbine hydraulique multifonctionnelle à déplacement positif pour remplacer la vanne de régulation de pression sur la conduite d'eau chaude et satisfaire 1,41 million de foyers en République de Corée d'électricité. Plusieurs études ont démontré que les réseaux d'irrigation, les réseaux d'alimentation en eau, les points de rejet des stations d'épuration des eaux usées et les usines de dessalement et d'autres systèmes tels que les systèmes d'eau de refroidissement peuvent être une source d'une quantité considérable d'énergie aux différents points de surpression en introduisant des turbines dans ces derniers [35, 36]. Un autre aspect présenté par S. Kucukali et al. [37] qui désigne la législation qui existe dans le secteur de l'électricité dans de nombreux pays. Cependant, dans le cadre du projet d'intégration des microcentrales hydroélectriques dans les conduites d'approvisionnement d'eau, d'importantes considérations doivent être prises en compte, par exemple la possibilité de contamination de l'eau à son passage dans la turbine, la préservation d'une pression résiduelle minimale pour maintenir le réseau et éviter les défaillances de la canalisation dues aux coups de bélier [38].

Les études menées en vue de la faisabilité d'installer des turbines hydrauliques dans les réseaux d'eau potable, les réseaux d'irrigation et les cours d'eau, selon la disponibilité et les variations de débit, de pression et de hauteur dues à la fluctuation de la demande tout au long de l'année, n'ont pas présenté la technique de récupération de la puissance potentielle hydrauliques au niveau des brises de charge. Par contre, elles envisageaient de remplacer les réducteurs de pression par des pompes turbines, ou changer les conduites d'eau par des travaux de reconstruction pour modifier la vitesse maximale autorisée dans les canalisations de transmission. D'autre part, aucune de ces études n'a couvert la puissance potentielle dans les conduites d'arrivée d'eau dans les stations de traitement et juste avant les brises charge, sans perturber le processus de traitement de cette eau en vue de sa potabilisation.

L'objectif de cet article est d'évaluer le potentiel hydroélectrique de la centrale de traitement d'eau potable de Koudiet Acerdoune de Lakhdaria (wilaya de Bouira, Algérie), puis étudier la possibilité d'intégration d'un système de turbinage et d'exploitation du potentiel tout en récupérant l'énergie qu'il représente. C'est un système qui pourrait remplacer les actuels brises-charges utilisées, pour simplement dissiper l'énergie contenue dans l'eau. En outre, une étude économique sera menée dans le but de déterminer leur viabilité et de réduire les émissions de CO₂ liées à la production de l'électricité. Une étude de faisabilité du projet consistant à l'évaluation du potentiel hydroélectrique de cette station hydraulique et du matériel approprié pour son exploitation, est expliquée et détaillée dans ce présent travail.

2 Méthodes et matériels

2.1 Étude de cas

La station de production de l'eau potable Koudiat Acerdoune est rattachée administrativement à la commune Djebahia (wilaya de Bouira) et se situe à environ 15,4 Km du barrage de Koudiat Acerdoune (capacité 640 Millions m³). Elle couvre une superficie de 28 hectares et vise à fournir de l'eau potable à près de 1,5 million d'habitants du centre du pays. Celle-ci est considérée la principale infrastructure de production des eaux conventionnelles alimentant les wilayas de Bouira, Tizi-Ouzou, M'sila et Médéa.



Fig. 1 – Photo satellite de la station de traitement de Koudiet Acerdoune

Tableau 1 – Capacité globale de la station de traitement

Description	Débit d'eau brute (m ³ /h)	Débit d'eau traitée (m ³ /h)
Débit moyen journalier = Q_1	11 534	10 072
Débit moyen (sur une base de 20 heures de production) = Q_2	13 854	13 286
Débit maximum journalier (sur une base de 20 heures de production) = V_{\max}	17 300	16 608

La canalisation principale d'un diamètre de 1800 mm, qui transporte l'eau du barrage jusqu'à la station, alimente simultanément les deux canalisations de cette dernière (figure.1). Le pipeline est capable de desservir l'ensemble du projet avec un débit maximal de 17 300 m³/h. La capacité de la station de traitement dans les deux filières 1 et 2 est illustrée dans le tableau 1. À noter que les paramètres indiqués dans ce tableau sont fournis par la centrale.

Pour chaque filière, deux brises charges (figure 2) sont adaptées aux nouveaux besoins de l'hydraulique et aux méthodes de gestion centralisées des réseaux de distribution. Leurs capacités d'ouverture partielle permettent une bonne adaptation à la régulation.

Le système de brise charge utilisé à la station est de type robinet à disque auto-centreur sous capot. À chaque robinet est associé un débitmètre. Ainsi donc, au niveau d'une filière comportant deux robinets, le robinet à disque A sera associé au débitmètre A et le robinet à disque B au débitmètre B (voir figures 2 et 3). L'utilité des robinets est de maintenir un niveau

d'eau constant dans le réservoir de dissipation quels que soient les variations de débit, et ce afin de procéder dans des conditions convenables aux différentes opérations du processus de traitement.

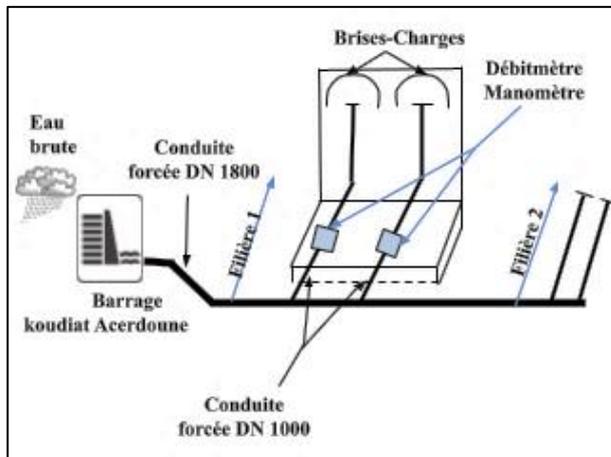


Fig. 2 – Schéma du réseau reliant le barrage à la chambre d'arrivée de la station de traitement

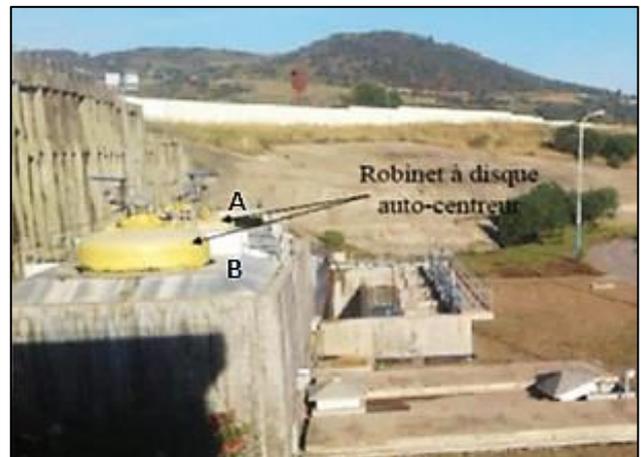


Fig. 3 – Brise charge

2.2 Méthodologie

La méthodologie est divisée en trois phases. La figure 4 montre une représentation schématique de la méthodologie. Dans la première phase, nous nous concentrerons sur la détermination du potentiel hydroélectrique de l'eau brute à son arrivée à la station d'épuration. Pour calculer le potentiel énergétique qui est directement proportionnel au produit du débit disponible et à la hauteur de chute de l'eau, il est nécessaire de déterminer ces deux paramètres. Cependant, compte tenu de leur fluctuation au cours du temps, on procède d'abord au calcul de la moyenne des volumes mensuels d'eau brute reçus par la station. Elle est calculée de janvier 2019 à mai 2020. La figure 5 illustre les données qui sont fournies par les services de la station. La figure 6 donne les débits mensuels moyens. La hauteur effective qui est utilisé en conjonction avec le débit dans la détermination de l'hydroélectrique potentiel, sera déterminée à la fois par le niveau d'eau dans le barrage et du débit, car de ce dernier dépendront les pertes de charge dans la conduite entre le barrage et la station de traitement.

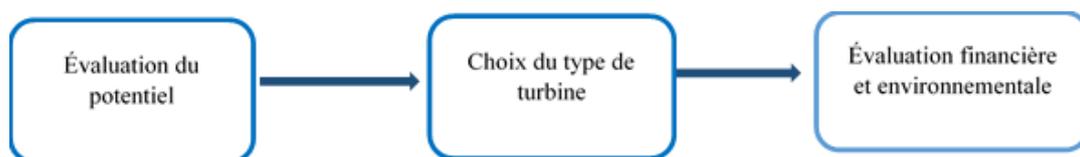


Fig. 4 – Plan d'évaluation de la station

Il est nécessaire d'avoir des informations sur la façon dont le niveau de barrage change avec les saisons dans le but de faire une précision d'estimation de la hauteur effective. À cet effet, nous complétons les données dans le tableau 2 avec celles de la figure 7, qui couvrent les années 2017 à 2020. Les cotes moyennes sont données dans la figure 8 en regroupant les mois dans lesquels le niveau de barrage à la même moyenne, ce qui implique que cette côte n'a pas varié considérablement d'une année à l'autre, ce qui conduit à l'hypothèse que les conditions du climat et la pluviométrie du site ont une cyclicité annuelle suffisante.

Dans la seconde phase et suite à l'évaluation de l'hydroélectrique potentiel, un programme de calcul est établi pour sélectionner le type de turbines qui vont permettre la meilleure utilisation de ce potentiel. Le système de turbinage proposé est un équipement d'installation prenant en compte l'espace disponible sur le site tout en évitant que possible l'adoption de nombreux changements. Ce programme peut calculer le coût d'électricité de chaque turbine dans le système basé sur la quantité d'énergie produite et la hauteur disponible. Il permet également de comparer les systèmes en fonction de la quantité de production hydroélectrique et du coût de l'électricité.

Tableau 2 – Débit et conditions de charge à différents niveaux d'eau dans le barrage

Niveau d'eau dans le barrage (mNGA)	Q_{\max} (Eau potable) (m^3/s)	Côte piézométrique hydraulique résiduelle à la sortie du barrage (mNGA)	Pression résiduelle à l'ouvrage d'entrée (bar)
303	4,08	298,86	4,44
300	4,08	287,00	4,16
290	4,08	277,00	3,18
280	4,08	268,10	2,31
274	4,08	252,41	0,186
274	4,08	267,50	2,25
270	4,08	252,42	0,187
270	4,08	260,50	1,92
265	4,08	252,42	0,187
265	4,08	258,50	1,43
260	4,08	252,49	0,65
255	4,22	246,97	0,187
250	3,80	243,48	0,191
245	3,61	239,25	0,192

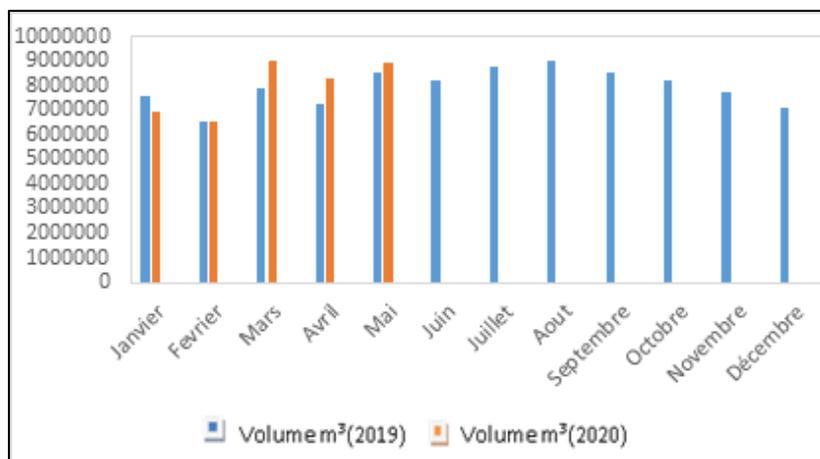


Fig. 5 – Volume d'eau brute mensuels reçu par la station de janvier 2019 à mai 2020

Dans la troisième phase qui est concernée par l'évaluation financière et environnementale, le coût électromécanique de chaque emplacement proposé peut être estimé en fonction de la hauteur et de la puissance hydroélectrique. Une étude de faisabilité a été réalisée en utilisant trois indices : la période de récupération, la puissance et l'indice d'énergie, et le coût du projet. En termes d'évaluation environnementale, les économies d'énergies constatées par ce genre d'installation pourraient entraîner une importante réduction d'émissions de CO₂.

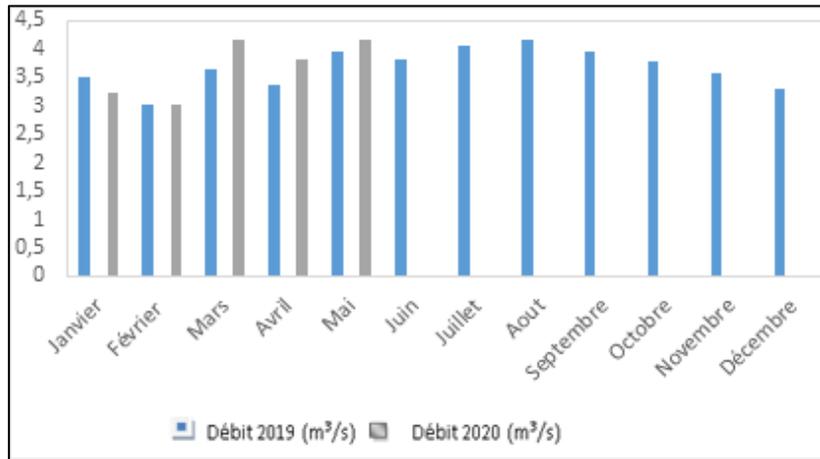


Fig. 6 – Débit d'eau brute mensuels moyens couvrant la période de Janvier 2019 à Mai 2020

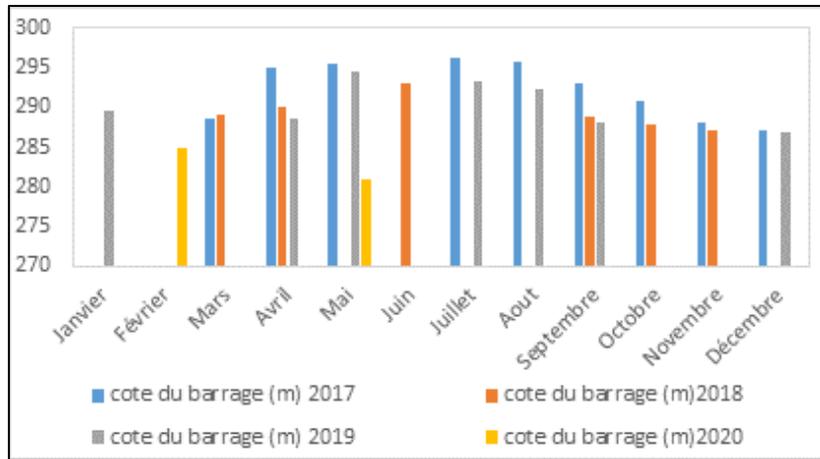


Fig. 7 – Variation de la cote au niveau du barrage entre 2017 et 2020

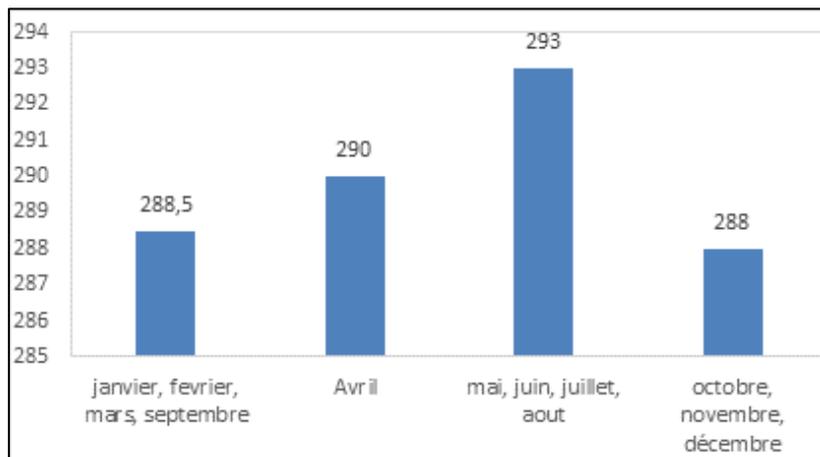


Fig. 8 – Cote moyenne(m) pour chaque mois

1.1.1 Évaluation du potentiel hydroélectrique de la station

La variation des débits et de la hauteur dépendent de la demande des consommateurs, ce qui donne un régime varié du réseau de distribution [39]. Les données de la figure 5 montrent que la consommation est maximale en août et minimale en

février, et qu'en règle générale elle croît d'une année à une autre. Pour évaluer les débits moyens d'eau brute, on doit se rappeler que les brises-charge opèrent 20h/24h et non 24h/24h. La côte moyenne pondérée est donnée par la relation suivante :

$$Cote_{Moyenne} = \frac{\sum mois [cote \times Nombr(mois)]}{\sum Nombr(mois)} \quad (1)$$

On relève la valeur de la pression résiduelle correspondant à un niveau du barrage de 290 m, pour un débit de l'adduction d'eau brute de 4.804 m³/s, soit : $p = 3,2$ bar

La hauteur effective équivalente à cette valeur de la pression mesurée à l'entrée de la station s'obtient par le quotient de cette pression sur le poids spécifique de l'eau et s'écrit comme suit :

$$H_e = \frac{p}{\rho g} \quad (2)$$

g : Accélération de la pesanteur = 9.81 m/s²

p : Pression en (Pa) = 3.2×10^5 Pa

H_e : Hauteur effective = 32.6 m

La puissance hydroélectrique récupérable au niveau de la station est évaluée au moyen de la formule empirique suivante :

$$P = 7 H_e Q \quad (3)$$

H_e : hauteur effective en m

Q : débit d'adduction d'eau brute en m³/s

P : puissance hydroélectrique en kW

1.1.2 Présentation des différentes options possibles pour la centrale hydroélectrique

Des turbines traditionnelles ont été sélectionnées pour chaque emplacement du réseau en fonction des conditions hydrauliques de débit et de hauteur. Nous présenterons les différentes options techniquement possibles pour l'installation de la centrale hydroélectrique. Pour chaque option, nous choisirons le site où la centrale sera installée et sélectionnerons le type de turbine adaptée. La puissance intégrée à chaque option a été quantifiée par l'équation (4) décrite par [40].

$$P = \eta \rho g Q H_{net} \quad (4)$$

P = Puissance générée par les turbines (kW).

η = Rendement de la turbine (%)

g = Accélération gravitationnelle (approximativement 9.8 m/s²).

ρ = Masse volumique de l'eau (1000 kg/m³).

Q = Débit (m³/s).

H_{net} = Hauteur nette (m) (Hauteur totale - Perte de charges).

Le rendement des turbines des centrales hydroélectriques varie selon la conception et la capacité réelle de la turbine utilisée. La figure 9 fournie par V. Sammartano and all [41] montre les rendements des différentes turbines couramment utilisées dans les centrales hydrauliques. On y voit que le rendement maximum de la turbine Francis est de 85 à 90% pour un débit relatif de 95 à 100% et est d'environ 85% pour 50% du débit [42]. Dans notre cas, on estime, d'après les références [42, 43], le rendement global de l'installation de 60% utilisant des turbines traditionnelles avec les rendements de turbine de 87%, du générateur de 85%, du transformateur de 95% et de la régulation hydraulique de 85%.

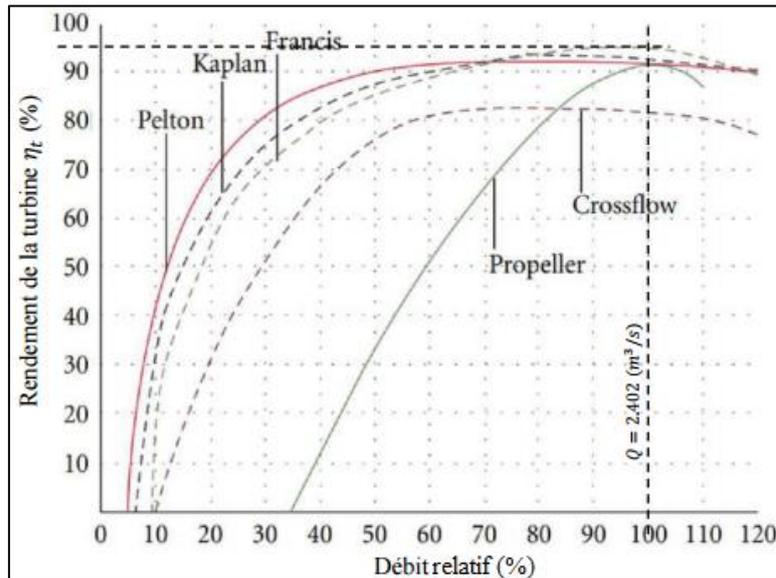


Fig. 9 – Variation du rendement théorique de turbines en fonction du débit turbiné [41,44]

- **Option 1**

Cette option consiste à utiliser une seule turbine pour exploiter pleinement le potentiel hydroélectrique déjà évalué. (Figure 10). Dès son arrivée dans la station de traitement, l'eau sera d'abord turbinée avant d'être distribuée sur les deux filières de traitement. En utilisant les valeurs du débit et de la hauteur effective représentant le potentiel hydroélectrique total disponible, à savoir $Q_1 = 4.804 \text{ m}^3/\text{s} = 4804 \text{ l/s}$ et $H_e = 32.6 \text{ m}$, le diagramme de la figure 11 permettra de sélectionner la turbine appropriée à cette option. Le mécanisme de la turbine Francis devient un meilleur compromis pour cette option. Il a le rendement de fonctionnement le plus élevé au débit nominal de conception. Il s'avère que dans la situation actuelle, le débit ne doit pas subir des variations de nature à éloigner la vitesse de la turbine du régime nominal. Cette solution nécessite la construction d'un réservoir tampon, qui sera collecté en sortie de turbine avant la distribution de l'eau dans les réservoirs des deux canaux de traitement. Du fait du principe que le conteneur est relié par deux tuyaux, cette distribution sera garantie. Elle doit être déterminée avec soin, en tenant compte de l'inertie du système et du fait que les longueurs des deux tuyaux sont différentes. La décision sera prise si le même flux doit être envoyé dans les deux sens.

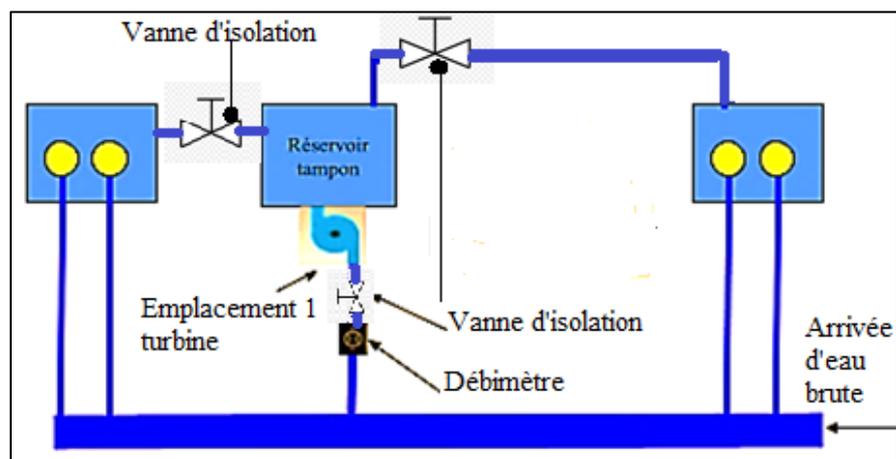


Fig. 10 – Schéma représentant la disposition de la centrale et des ouvrages supplémentaires nécessaires à la réalisation de l'option 1

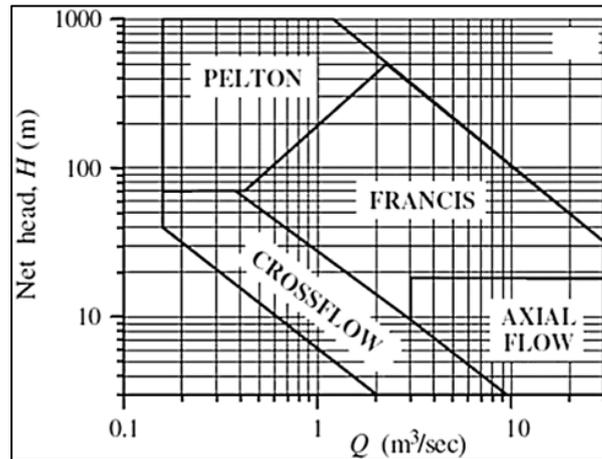


Fig. 11 – Nomographe de sélection des turbines [45]

- **Option 2**

Dans cette option, on se propose de munir chaque filière d'une centrale (figure 12). Chacune des deux centrales sera donc dimensionnée sur la base de la moitié du potentiel existant, elle va par conséquent turbiner la moitié du débit total, soit : $Q_2 = Q_{1/2} = 2.402 \text{ m}^3/\text{s}$. Quant à la hauteur effective, elle restera la même dans tous les cas, puisque les centrales seront placées en parallèle et à un même niveau qui est celui de la station de traitement. D'après la figure 11, la turbine Francis est le choix le mieux adapté.

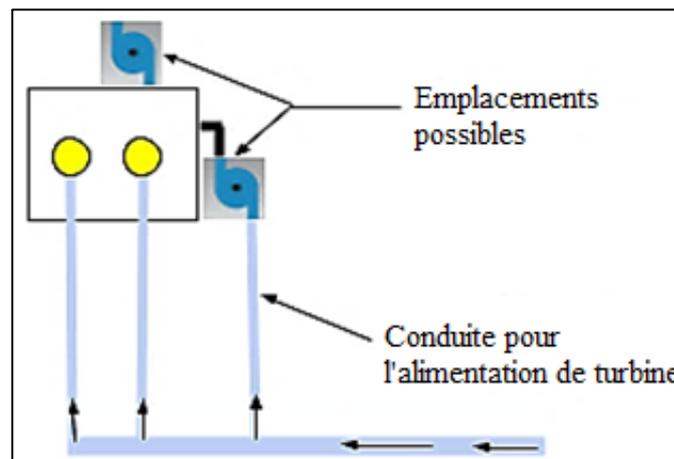


Fig. 12 – Endroits possibles pour l'emplacement d'une centrale hydroélectrique pour le turbinage de l'eau destinée à la filière de traitement N°1

1.1.3 Détermination des pertes d'énergie dans la conduite forcée

Dans l'équation 5, on calcule les pertes de charge dues aux conduites reliant le collecteur d'eau brute aux turbines pour chacune des options présentées. La hauteur nette s'obtient en retranchant la perte de charge de la hauteur effective.

$$H_{net} = H_e - H_{tot} \quad (5)$$

Les pertes de charges totales H_{tot} qui surviennent dans la conduite peuvent être : les pertes de charges linéaires (H_l) et les pertes de charges singulières (H_s) et s'écrivent :

$$H_{tot} = H_l + \sum H_s \quad (6)$$

- **Pertes de charge linéaire**

Elles sont données par [46]:

$$H_l = \frac{\lambda L V^2}{2 D g} \tag{7}$$

L : Longueur de la conduite forcée (m)

λ : Coefficient de frottement de l'eau avec la conduite forcée (coefficient de Colebrook), Le coefficient de frottement (λ) dépend de la valeur du nombre de Reynolds (Re) et du type de l'écoulement. Il est déterminé par la formulation de Serghide [47].

- **Pertes de charges singulières :**

$$H_s = \frac{K V^2}{2 g} \tag{8}$$

k : coefficient de pertes locales par coudes.

$$H_l = K_b \frac{8Q_{tot}^2}{gD^4\pi^2} \tag{9}$$

- **Cas d'un coude arrondi dans une canalisation**

Les pertes de charges singulières au niveau d'un coude à 90° sont calculées par la formule de Weisbach's (équation 10) [46].

$$K = \left[0.131 + 1.847 \left(\frac{D}{2r} \right)^{3.5} \right] \frac{\theta}{90} \tag{10}$$

r : rayon de courbure.

Le tableau 3 ci-dessous résume les résultats des calculs de pertes de charges dans les conduites d'alimentation en eau des turbines. On néglige les pertes de charges liées aux raccordements avec les distributeurs des turbines.

Tableau 3 – Synthèse des résultats des calculs de pertes de charges

	Option 1	Option 2
Q (m ³ /s)	4.804	2.402
Éléments de pertes de charges	L=25m + 2 Coudes + 1 T _é + 1 vanne ouverte	L=25m + 3 Coudes + 1 T _é + 1vanne ouverte
D _{conduite} (m)	1.2	1
H _{tot} (m)	2	0.92
H _{nette} (m)	30.6	31.68

3 Analyse économique

L'estimation des composants d'un projet hydroélectrique sont déterminées par rapport à des contraintes environnementales et varie d'un emplacement à un autre, c'est pour cela que l'utilisation des matériaux locaux est très importante pour réduire les frais d'installation [48] . En générale le temps de fonctionnement d'une petite centrale hydroélectrique peut atteindre 60% par année, ou les frais d'exploitation peuvent être évaluer à 30% des flux de trésorerie [49].

3.1 Étude de faisabilité

La viabilité économique de ces installations détermine leur faisabilité. La période de récupération (PR) et l'indice énergétique (IE) ont été utilisés comme indicateurs de la viabilité des investissements dans cette étude [48, 50]. Les termes PR et EI sont définis dans les équations. (11) et (12) :

$$PR = \frac{TIC}{AR} \quad (11)$$

PR désigne la période de récupération (années), TIC désigne le coût total d'installation plus les coûts annuels de maintenance et d'exploitation (3 % du TIC), et AR est le revenu net annuel (€ / an) :

$$EI = \frac{TIC}{E} \quad (12)$$

EI est l'indice énergétique (€ / kWh ou € / kW) et E est l'énergie théoriquement récupérable (kWh/an ou kW /an).

3.2 Coût total d'installation (TIC)

Le coût total de l'installation comprend les frais de génie civil, la tuyauterie, la maintenance et le fonctionnement. Le coût de maintenance est estimé de 3% du coût global.

Le coût des équipements électromécaniques (turbines et alternateurs) est d'une considération importante dans la détermination du budget de la centrale hydroélectrique. Il représente 65% de l'ensemble du coût total de l'installation [42]. Pour l'exprimer, plusieurs corrélations ont été développées en utilisant une analyse de régression basée sur la hauteur de chute et la capacité de puissance requise [51]. Singal et Saini [52] ont proposé une estimation du coût par kilowatt (€/kW) pour les turbines avec des systèmes de régulation. L'équation empirique est la suivante :

$$Coût_{em} = 63.346P^{-0.1913} H^{-0.2171} \quad (13)$$

P en KW, H en m

Le TIC est donc :

$$TIC = 97.455P^{-0.1913} H^{-0.2171} \quad (14)$$

Ogayar et Vidal [53] ont proposé un modèle similaire pour le cas de turbines Francis. Il est donné par l'équation suivante :

$$Coût_{em} = 25.698P^{-0.560135} H^{-0.127243} \quad (15)$$

Ce qui lui correspond un TIC de :

$$TIC = 39.535P^{-0.560135} H^{-0.127243} \quad (16)$$

Aucune infrastructures supplémentaires n'a été prises en charge dans les équations (13) et (15) [42].

4 Résultats

Dans la station de traitement des eaux de koudiet Acerdoune, l'emplacement de la turbine est suivant la figure 10 pour l'option 1, suivant la figure 12 pour l'option 2. La turbine installée est conçue pour fournir un minimum de 32 m de hauteur nette.

4.1 Efficacité des turbines et production d'énergie

Le tableau 4 indique la faisabilité économique pour chacune des deux options. La figure 13 illustre graphiquement leurs potentiels de production d'électricité en (kW). On y voit que la puissance générée par la turbine Francis est d'environ de 1374,6 kW dans l'option 1, de 1417,3 kW dans l'option 2. Le potentiel de valorisation énergétique est de 7226253,6 kWh et 7449250 kWh respectivement.

4.2 Viabilité économique

4.2.1 Coût total

La figure 14 montre le coût total pour les deux options. Le coût de l'équipement électromécanique est de 399265,20 € pour une turbine Francis (option 1) et de 593974,87 € pour deux turbines Francis (option 2), les hauteurs disponibles étant respectivement de 30,6 m et 31,7 m. Compte tenu des coûts des tuyauteries et vannes (10% du coût total) et du coût des travaux de génie civil (25% du coût total), le coût total de l'installation est de 614254,16 € pour une turbine Francis et 456903,74 € pour deux turbines Francis. Ces chiffres ont été stimulés avec une augmentation de 3% du coût de la maintenance et de l'exploitation. Le coût global d'investissement pour chacune des deux options est respectivement 632681,78 € et 941221,71 €.

4.2.2 Revenues d'installation

Le chiffre d'affaires réalisé par cette installation est directement lié à la quantité d'énergie générée et à son prix. Dans notre étude de cas, nous avons évalué l'utilisation de l'électricité produite sur place. Une évaluation globale a été faite en utilisant les données de l'année 2019 et un tarif de 0,0253 €/kWh [54]. La figure 15 montre le chiffre d'affaires pour l'utilisation sur site de chaque emplacement des turbines selon les deux options.

4.3 Période de récupération et indice énergétique

Les périodes de récupération (PR) est de 3 ans, 5 mois et 15 jours pour l'option 1, de 5 ans pour l'option 2 (figure 16). Ces périodes sont basées sur le coût total de l'installation des turbines hydroélectriques et des revenus annuels totaux.

L'indice de puissance est estimé à 460,18 pour l'option 1 et 664,10 €/kW pour l'option 2. Quant à l'indice énergétique est évalué à 0,09 €/kWh et 0,13 €/kWh respectivement (tableau 4).

4.4 Évaluation environnementale

L'Algérie vit une croissance démographique et un développement rapide dans l'urbanisme. La demande en énergie et la consommation en eau n'ont cessé d'augmenter. D'après A. Hamiche et al [55], la facture énergétique du pays a été multipliée par un facteur de 2,5 en 10 ans, pour passer de 20,5 en 2002 à 50,9 millions de TEP (Tonne Équivalent Pétrole) en 2012. La consommation d'énergie du seul secteur de l'eau en 2011 s'élève à 4983 GWhs, avec un coût évalué entre 0,7 et 0,8 kWh/m³. On estime que cette consommation va atteindre 16090 GWh en 2030, soit près de trois fois celle de 2011. L'Algérie est classée troisième pays émetteur de CO₂ en Afrique [56]. D'après O. Djelailia and all. [57], la quantité d'émissions de CO₂ se situe à 2,654 kg/l de consommation de diesel.

Tableau 4 – Faisabilité économique : Période de récupération et indice énergétique

Équipements électromécaniques	Débit (m ³ /s)	Hauteur nette (m)	Rendement global (%)	Puissance électrique (kW)	Coût total (€)	Chiffre d'affaires (€)	Période de récupération (années)	Indice de puissance (€/kW)	Indice énergétique (€/kWh)
Option 1	4.08	30.6	60	1374.858	614254.16	614254.16	3.46	460.18	0.09
Option 2	2.04	31.68	60	1417.285	456903.75	456903.75	4.99	664.10	0.13

Concernant les conditions de traitement d'eau existant et en se basant sur la puissance fournie consommée par les stations de traitement, la quantité d'énergie nécessaire pour alimenter la station de Koudiet Acerdoune est de 9080616 kWh. La

quantité émise de CO₂ due à la production d'électricité a été calculée à l'aide du calculateur en ligne partagé par OMNEGY [58]. Elle est quantifiée à 543,952 tonnes par an.

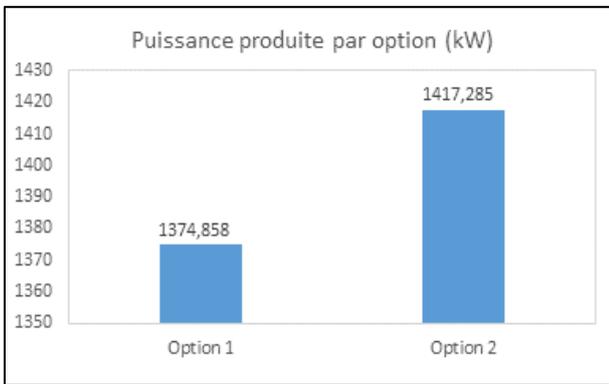


Fig. 13 – Potentiel de production d'électricité (kW)

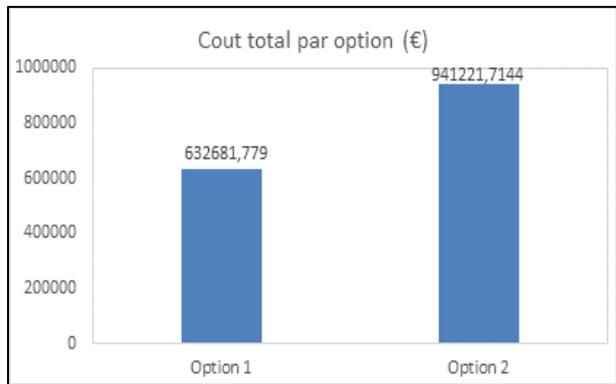


Fig. 14 – Coût total (€)

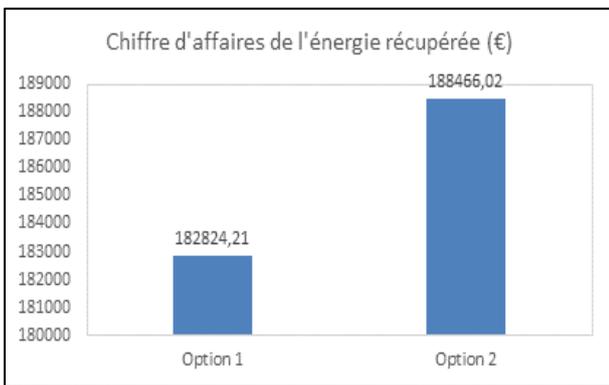


Fig. 15 – Chiffre d'affaires de l'énergie récupérée (€)

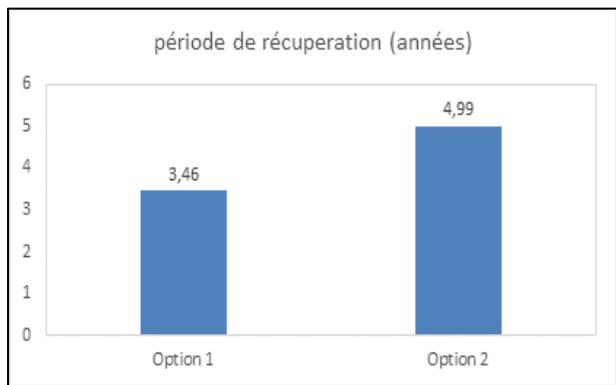


Fig. 16 – Période de récupération (nombre d'années)

Le tableau 5 donne la puissance électrique consommée par la station de traitement d'eau tout au long de l'année. Il donne aussi la quantité d'électricité produite par les hydro-turbines pour chacune des options et celles de CO₂ émises qui peut être réduite en adoptant la technologie des hydro-turbines.

Tableau 5 – Quantités de production d'électricité et les émissions de CO₂ estimées pour fonctionnement de la station Koudiet Acredoune

Type d'installation	Puissance consommée (MWh)	Puissance produite (MWh)	Émissions de CO ₂ (tonnes/an)
Station	9080,616	—	543,929
Option 1	—	7 226,253	432,853
Option 2	—	7 449,249	446,210

5 Discussion

Dans cette étude, nous avons considéré divers critères susceptibles d'intervenir dans toute étude comparative entre différentes solutions techniques pour voir si le choix d'une option parmi celles que nous venons d'analyser dans ce projet peut se dégager comme meilleure solution. Dans ce but, les critères suivants sont à étudier : Performance énergétique, maintenabilité, fiabilité et sécurité, travaux de génie civil, coûts d'exploitation, investissement et aspect environnemental. Sur la base de ces critères, il est possible de faire une analyse comparative entre les deux options citées ci-dessus. Pour

chacune d'elles, on doit évaluer la performance énergétique en tenant compte du rendement du système de turbinage, de la puissance récupérée et de l'énergie annuelle produite. A cet effet, les paramètres de l'installation qui doivent être pris en compte sont les variations du débit et celles de la chute nette, les valeurs des débits non turbinés (cas de la maintenance d'une turbine), l'évolution des pertes de charge au cours du temps, le vieillissement des différents équipements qui engendre une diminution du rendement. On doit aussi évaluer les coûts liés à l'investissement à savoir les démarches administratives pour la demande de raccordement au réseau de distribution d'électricité public ou pour l'installation interne de l'entreprise, les frais d'ingénierie (études de conception, consultation des entreprises et suivi du chantier), l'ensemble des éléments techniques et hydrauliques de l'installation (conduites, groupe turbo-alternateur, système de contrôle, transformateur, raccordement électrique, système de By-pass, ouvrages de génie civil, dépenses liées à la sécurité et au contrôle, dépenses d'équipements liés aux mesures correctives et compensatoires de débit d'eau).

Deux options sont proposées. L'option 1 comporte, en plus de l'installation d'origine, un réservoir tampon avec une turbine, ce qui engendre des coûts supplémentaires. En outre, cette option ne permet pas de maintenir le niveau d'eau limite dans les deux réservoirs d'arrivée d'eau brute des deux filières de la station de traitement. Il se peut aussi que la station ne fonctionne pas longtemps avec les deux filières, ce qui réduit sa flexibilité. Dans ce cas, le rendement de l'installation globale sera assez réduit. Par contre, l'option 2 permet de pallier à ces problèmes mais utilise une turbine pour chaque filière. De plus, contrairement à l'option 1, cette option ne provoque pas l'arrêt de la station dans le cas de maintenance de l'une des deux filières ou la réalisation d'une nouvelle filière.

On notera que dans l'option 2, les deux turbines Francis permettent de produire 0.222 GWh de plus que dans l'option 1. Sur le plan économie, avec un tarif supposé de 4 DA le kWh [54], le gain est de 891984 de dinars.

On note aussi que les résultats obtenus montrent que la réduction d'émission de carbone CO₂, dans la station de traitement d'eau alimentée par l'hydroélectricité produite par les turbines hydrauliques, est de 75% dans l'option 1 et 82% dans l'option 2.

6 Conclusion

Dans cet article, nous nous sommes fixés pour objectif de récupérer l'énergie hydraulique résiduelle de l'eau brute, acheminée par gravité dans une conduite forcée d'un barrage jusqu'à une station de traitement, pour produire de l'énergie électrique propre. La station travaille sous une chute de plus de 30 m, elle reçoit un débit de plus de 4 m³/s. Cette station est appelée à travailler 20h/24h. Au niveau des stations de traitement, l'eau à l'entrée possède une énergie relativement importante. Cette énergie est en général dissipée par des brises-charge. Une telle opération est nécessaire car l'eau doit être stagnante afin d'éviter d'altérer le processus de traitement. Ce procédé de dissipation, bien que nécessaire, gagnerait à être remplacé par un autre qui permettrait d'exploiter le potentiel énergétique disponible. Nous avons estimé le potentiel hydroélectrique de chacune des deux options proposées, ce qui a permis la sélection de la turbine convenable. Une étude économique des deux projets a révélé que le débit et la hauteur de chute joue un rôle très important sur la rentabilité du projet.

Il est usuel d'effectuer des tests sur des modèles réduits afin de tester les performances des équipements en amont de leur réalisation. Ainsi, la réalisation d'un banc d'essais de turbinage universel sur lequel il sera possible d'effectuer des tests à échelle réduite, grâce aux principes de similitude, permettra de prédire les performances des prototypes.

Remerciements

Les auteurs tiennent à exprimer leurs remerciements à Monsieur Hocine BENNOUR, Enseignant à l'École Nationale Polytechnique d'Alger, pour sa patience, sa disponibilité et ses conseils appréciables, et Monsieur Brahim FERHAT, technicien à la station de traitement d'eau de koudiet Accerdoune, pour la visite de la station et pour la fourniture de la documentation y afférente.

REFERENCES

- [1]- W. Tongphong, S. Saimek, The design and development of an oscillating water turbine. *Energy Procedia*. 52 (2014) 552–558. doi:10.1016/j.egypro.2014.07.109
- [2]- IHA, International Hydropower Association. Rapport annuel 2020-2021. *Hydropower Status Report, Sector trends and insights*, England, 2021, pp. 1-44.

- [3]- S. J. Williamson, B. H. Stark, J. D. Booker, Low head pico hydro turbine selection using a multi-criteria analysis. *Renew. Energy*. 61 (2014) 43–50. doi:10.1016/j.renene.2012.06.020
- [4]- IRENA, Agence Internationale d’Energie Renouvelable. Perspectives mondiales des énergies renouvelables _ transformation énergétique 2050, Rapport annuel 2020.
- [5]- D. K. Okot, Review of small hydropower technology. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 26 (2013) 515–520. doi:10.1016/j.rser.2013.05.006
- [6]- [A. Oualkacha, L. Stour, L. Agoumi, A. Kettab, An Integrated Development of the Water and Energy Sectors to face Climate Change in the Maghreb Countries: Situation and Prospects, Alger. *J. Environ. Sci. Technol.* 3 (2017) 70–75.
- [7]- M. Pérez-Sánchez, F. J. Sánchez-Romero, H. M. Ramos, P. A. López-Jiménez, Energy recovery in existing water networks: Towards greater sustainability. *Water*. 9(2) (2017) 1–20. doi:10.3390/w9020097
- [8]- B. Coelho, A. Andrade-Campos, Efficiency achievement in water supply systems - A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 30 (2014) 59–84. doi:10.1016/j.rser.2013.09.010
- [9]- M. A. Sari, M. Badruzzaman, C. Cherchi, M. Swindle, N. Ajami, J. G. Jacangelo, Recent innovations and trends in in-conduit hydropower technologies and their applications in water distribution systems. *J. Environ. Manage.* 228 (2018) 416–428. doi:10.1016/j.jenvman.2018.08.078
- [10]- L. Andolfatto, J. Delgado, E. Vagnoni, C. Münch-Alligné, F. Avellan, Analytical hill chart towards the maximisation of energy recovery in water utility networks with counter rotating micro-turbine. In: Proceedings of the 36th IAHR World Congress, 2015, pp. 1–12.
- [11]- I. Loots, M. Van Dijk, B. Barta, S. J. Van Vuuren, J. N. Bhagwan, A review of low head hydropower technologies and applications in a South African context. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 50 (2015) 1254–1268. doi:10.1016/j.rser.2015.05.064
- [12]- A. Berrada, Z. Bouhssine, A. Arechkik, Optimisation and economic modeling of micro hydropower plant integrated in water distribution system. *J. Clean. Prod.* 232 (219) 877–887. doi:10.1016/j.jclepro.2019.06.036
- [13]- C. J. Hős, A. R. Champneys, K. Paul, M. McNeely, Dynamic behaviour of direct spring loaded pressure relief valves connected to inlet piping: IV review and recommendations. *J. Loss Prev. Process Ind.* 48 (2017) 270–288. doi:10.1016/j.jlp.2017.04.005
- [14]- A. Muhammetoğlu, H. Muhammetoğlu, Excess Pressure in Municipal Water Supply Systems as a Renewable Energy Source: Antalya Case Study. (2019) 113–126. doi:10.1007/978-3-319-95888-0_10
- [15]- T. Tucciarelli, A. Criminisi, Leak Analysis in Pipeline Systems by Means of Optimal Valve Regulation. *J. Hydraul. Eng.* (1999) 277–285. doi:10.1061/(ASCE)0733-9429(1999)125:3(277)
- [16]- L. S. Araujo, H. Ramos, S. T. Coelho, Pressure Control for Leakage Minimisation in Water Distribution Systems Management. *Mol. Cell. Endocrinol.* 249(1–2) (2006) 133–139. doi:10.1007/s11269-006-4635-3
- [17]- J. Frijns, R. Middleton, C. Uijterlinde, G. Wheale, Energy efficiency in the European water industry: Learning from best practices. *J. Water Clim. Chang.* 3(1) (2012) 11–17. doi:10.2166/wcc.2012.068
- [18]- S. Derakhshan, A. Nourbakhsh, Experimental study of characteristic curves of centrifugal pumps working as turbines in different specific speeds. *Exp. Therm. Fluid Sci.* 32(3) (2008) 800–807. doi:10.1016/j.expthermflusci.2007.10.004.
- [19]- A. Marchi, A. R. Simpson, N. Ertugrul, Assessing variable speed pump efficiency in water distribution systems. *Drink. Water Eng. Sci.* 5(1) (2012) 15–21. doi:10.5194/dwes-5-15-2012
- [20]- M. Arriaga, Pump as turbine - A pico-hydro alternative in Lao People’s Democratic Republic. *Renew. Energy*. 35(5) (2010) 1109–1115. doi:10.1016/j.renene.2009.08.022
- [21]- O. Ellabban, H. Abu-Rub, F. Blaabjerg, Renewable energy resources: Current status, future prospects and their enabling technology. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 39 (2014) 748–764. doi:10.1016/j.rser.2014.07.113
- [22]- O. Fecarotta, C. Aricò, A. Carravetta, R. Martino, H. M. Ramos, Hydropower Potential in Water Distribution Networks: Pressure Control by PATs. *Water Resour. Manag.* 29(3) (2014) 699–714. doi:10.1007/s11269-014-0836-3
- [23]- A. Carravetta, S. Derakhshan Houreh, H. M. Ramos, *Pumps as Turbines Fundamentals and Applications*, Springer. 2018.
- [24]- L. N. Mbele, K. Kusakana, S. P. Koko, Simulations and experimental validation of Pico conduit pressure hydropower systems with battery storage. *J. Energy Storage*. 26 (2019). doi: 10.1016/j.est.2019.100976
- [25]- T. J. Voltz, T. Grischek, Microturbines at drinking water tanks fed by gravity pipelines: A method and excel tool

- for maximizing annual energy generation based on historical tank outflow data, *Water*. 11(7) (2019) doi:10.3390/w11071403
- [26]- G. Meirelles Lima, B. M. Brentan, E. Luvizotto, Optimal design of water supply networks using an energy recovery approach. *Renew. Energy*. 117 (2018) 404–413. doi:10.1016/j.renene.2017.10.080
- [27]- J. Hosnar, A. Kovač-Kralj, Mathematical modelling and MINLP programming of a hydro system for power generation. *J. Clean. Prod.* 65 (2014) 194–201. doi:10.1016/j.jclepro.2013.09.004
- [28]- M. R. Nogueira Vilanova, J. A. Perrella Balestieri, Energy and hydraulic efficiency in conventional water supply systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 30 (2014) 701–714. doi:10.1016/j.rser.2013.11.024
- [29]- M. van Dijk, G. Cavazzini, G. Bonthuys, A. Santolin, J. van Delft, Integration of Water Supply, Conduit Hydropower Generation and Electricity Demand. *Proceedings*. 2(11) (2018) 689. doi:10.3390/proceedings2110689
- [30]- P. A. Su, B. Karney, Micro hydroelectric energy recovery in municipal water systems: A case study for Vancouver. *Urban Water J.* 12(8) (2015) 678–690. doi:10.1080/1573062X.2014.923919
- [31]- G. J. Bonthuys, M. van Dijk, G. Cavazzini, Energy Recovery and Leakage-Reduction Optimization of Water Distribution Systems Using Hydro Turbines. *J. Water Resour. Plan. Manag.* 146(5) (2020). doi:10.1061/(asce)wr.1943-5452.0001203
- [32]- O. A. Gashteroodkhani, M. Majidi, M. Etezadi-Amoli, Renewable energy power generation using waste energy in water pressure reducing valves. In: 2020 IEEE Texas Power and Energy Conferences (TPEC). Texas, 2020, pp. 1–6. doi:10.1109/TPEC48276.2020.9042495
- [33]- M. F. K. Pasha, M. Weathers, B. Smith, Investigating Energy Flow in Water-Energy Storage for Hydropower Generation in Water Distribution Systems. *Water Resour. Manag.* 34(5) (2020) 1609–1622. doi:10.1007/s11269-020-02497-5
- [34]- A. Sonawat. Positive displacement turbine - A novel solution to the pressure differential control valve failure problem and energy utilization. *Energy*. 190 (2020) 116400. doi:10.1016/j.energy.2019.116400
- [35]- J. Ma, Y. Wang, X. Feng, Energy recovery in cooling water system by hydro turbines. *Energy*. 139 (2017) 329–340. doi:10.1016/j.energy.2017.07.166
- [36]- Y. Itani, M. R. Soliman, M. Kahil, Recovering energy by hydro-turbines application in water transmission pipelines: A case study west of Saudi Arabia. *Energy*. 211 (2020) 118613. doi:10.1016/j.energy.2020.118613
- [37]- S. Kucukali, Hydropower potential of municipal water supply dams in Turkey: A case study in Ulutan Dam. *Energy Policy*. 38(11) (2010) 6534–6539. doi:10.1016/j.enpol.2010.06.021
- [38]- A. Abbas Afshar, B. J. Fethi, A. M. Miguel, Optimization of Hydropower Plant Integration in Water Supply Systems. *J. Water Resour. Plan. Manag.* 116(5) (1991) 12–49. doi:10.1061/(ASCE)0733-9496(1990)116:5(665)
- [39]- N. Fontana, M. Giugni, D. Portolano, Losses Reduction and Energy Production in Water Distribution Networks. *J. Water Resour. Plan. Manag.* 138(3) (2012) 237–244.
- [40]- S. Roy, Run-of-river hydro generation in presence of sub-daily source flow variations. *Energy*. 172 (2019) 1268–1276. doi:10.1016/j.energy.2019.01.121
- [41]- V. Sammartano, C. T. Centre, M. Sinagra, T. Tucciarelli, Cross-Flow Turbine Design for Energy Production and Discharge Regulation Cross-Flow Turbine Design for Energy Production and Discharge Regulation. *J. Hydraul. Eng.* 141(3) (2015). doi:10.1061/(ASCE)HY.1943-7900.0000977
- [42]- J. García Morillo, A. McNabola, E. Camacho, P. Montesinos, J. A. Rodríguez Díaz, Hydro-power energy recovery in pressurized irrigation networks: A case study of an Irrigation District in the South of Spain. *Agric. Water Manag.* 204 (2018) 17–27. doi:10.1016/j.agwat.2018.03.035
- [43]- C. Koç, A study on operation problems of hydropower plants integrated with irrigation schemes operated in Turkey. *Int. J. Green Energy*. 15(2) (2018) 129–135. doi:10.1080/15435075.2018.1427591
- [44]- J. S. Anagnostopoulos, D. E. Papantonis, Optimal sizing of a run-of-river small hydropower plant. *Energy Convers. Manag.* (2007) 4–11. doi:10.1016/j.enconman.2007.04.016
- [45]- A. H. J. Hounnou, F. Dubas, F. Fifatin, D. Chamagne, A. Vianou, Multi-Objective Optimization of Run-of-River Small-Hydropower Plants Considering Both Investment Cost and Annual Energy Generation. *Int. J. Energy Power Eng.* 13(no. January) (2019). doi:10.1109/AFRICON.46755.2019.9134014
- [46]- Formulaire Pont-A-Mousson. E. Lavoisier-tec, P. Cedex, 1989.
- [47]- Z. Z. Xiande Fang, Yu Xu, New correlations of single-phase friction factor for turbulent pipe flow and evaluation of existing single-phase friction factor correlations. *Nucl. Eng. Des.* 241(03) (2011) 897–902.

- doi:10.1016/j.nucengdes.2010.12.019
- [48]- E. B. K. Signe, B. Bogno, M. Aillerie, O. Hamandjoda, Performance in Feasibility Studies of Micro Hydro Power Plants. New Software Development and Application Cases in Cameroon. *Energy Procedia*. 157 (2019) 1391–1403. doi:10.1016/j.egypro.2018.11.304
- [49]- E. Bertrand, K. Signe, P. Ferrão, J. Fournier, Methodology of Feasibility Studies of Micro-Hydro power plants in Cameroon: Case of the Micro-hydro of KEMKEN. *Energy Procedia*. 119 (2017) 17–28. doi:10.1016/j.egypro.2017.07.042
- [50]- M. Pérez-sánchez, F. J. Sánchez-romero, H. M. Ramos, P. A. López-Jiménez, Modeling Irrigation Networks for the Quantification of Potential Energy Recovering : A Case Study. 8(06) (2016) 234. doi: 10.3390/w8060234.
- [51]- A. H. Elbatran, O. B. Yaakob, Y. M. Ahmed, H. M. Shabara, Operation, performance and economic analysis of low head micro-hydropower turbines for rural and remote areas: A review. *Renew. Sust. Energ. Rev.* 43 (2015) 40–50. doi: org/10.1016/j.rser.2014.11.045
- [52]- S. K. Singal, R. P. Saini, Analytical approach for development of correlations for cost of canal-based SHP schemes. *Renew. Energ.* 33(12) (2008) 2549–2558. doi:10.1016/j.renene.2008.02.010
- [53]- B. Ogayar, P. G. Vidal, Cost determination of the electro-mechanical equipment of a small hydro-power plant. *Renew. Energ.* 34(1) (2009) 6–13. doi:10.1016/j.renene.2008.04.039
- [54]- T. Hasni, Z. Malek, R. Nazim, L'Algérie 100 % Énergies Renouvelables, 2021. Available: <https://algeria.fes.de/>.
- [55]- A. M. Hamiche, A. B. Stambouli, S. Flazi, A review on the water and energy sectors in Algeria: Current forecasts, scenario and sustainability issues. *Renew. Sust. Energ. Rev.* 41 (2015) 261–276. doi:10.1016/j.rser.2014.08.024
- [56]- A. Bouraiou, A. Neçaibia, N. Boutasseta, S. Mekhilef, A. Ziane, N. Sahouane, I. Attoui, M. Mostefaoui, O. Touaba, Status of renewable energy potential and utilization in Algeria. *J. Clean. Prod.* 246 (2020) 119011. doi:10.1016/j.jclepro.2019.119011
- [57]- O. Djelailia, M. S. Kelaiaia, H. Labar, S. Necaibia, F. Merad, Energy Hybridization Photovoltaic/Diesel Generator/Pump Storage Hydroelectric Management Based on Online Optimal Fuel Consumption Per kWh. *Sustain. Cities Soc.* 44 (2019) 1-15. doi:10.1016/j.scs.2018.09.037
- [58]- Calculateur CO₂ — OMNEGY, On line, 2021. <https://omnegy.com/outils/calculateur-co2/> (Accessed Jun. 23, 2021).