



entec

RAPPORT SOMMAIRE

**Projet : « Promotion des Energies Renouvelables et de l'Efficacité
Énergétique » (ER2E)**

**APPUI DE LA SONEDE DANS LE DEVELOPPEMENT
DE PETITES CENTRALES HYDROELECTRIQUES
SUR SON RESEAU D'EAU POTABLE**

TABLE DE MATIÈRES

Abréviations

AEP	Alimentation en eau potable
ANME	Agence Nationale de la Maitrise de l'Energie
BC	Brise-charge
BMZ	Ministère Fédéral Allemand de la Coopération Économique et du Développement
BT	basse tension
GIZ	Coopération Technique Allemande
H _{net}	pression nette
HT	haute tension
mill	millièmes (1000 mill = 1 TND)
MT	moyenne tension
OMS	Organisation Mondiale de la Santé
PCH	Petite Centrale Hydroélectrique
PHE	Point le plus haut de l'eau
PV	Centrale Solaire Photovoltaïque
SONEDE	Société Nationale d'Exploitation et de Distribution des Eaux
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz

Taux de change (Février 20, 2012) : 1 Euro = 0.501 TND

1 CADRE GÉNÉRAL

Le projet « Promotion des Energies Renouvelables et de l'Efficacité Energétique » (ER2E) a été initié par les gouvernements de la Tunisie et de l'Allemagne dans le cadre de la coopération tuniso-allemande. Le projet a comme objectif d'assister

l'Agence Nationale de la Maîtrise de l'Energie (ANME) dans la promotion des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique en Tunisie. Le projet est financé par le Ministère Fédéral Allemand de la Coopération Économique et du Développement (BMZ) et est exécuté par la Coopération Technique Allemande (GIZ) en coopération avec l'ANME.

Dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables, le projet ER2E a entamé un processus de concertation avec les acteurs tunisiens qui ont des factures d'énergie importantes pour identifier des possibilités de recourir aux énergies renouvelables pour couvrir cette demande. Un des acteurs identifié dans ce cadre est la Société Nationale d'Exploitation et de Distribution des Eaux (SONEDE).

La SONEDE est un établissement public chargé de l'exploitation et de la distribution de l'eau potable sur tout le territoire tunisien. Etant donné la nature de son activité, la SONEDE est considérée comme l'un des plus importants consommateurs d'énergie électrique en Tunisie. En effet, sa consommation électrique a atteint environ 320 GWh durant l'année 2010.

De ce fait et vu la part importante du coût de l'énergie dans le prix de revient de l'eau, la SONEDE a mis en place un plan visant la maîtrise de l'énergie. Ce plan est basé sur un ensemble d'actions couvrant :

- La réduction de la consommation de l'énergie électrique ;
- L'optimisation du coût de l'énergie électrique ;
- Le développement de l'utilisation des énergies renouvelables.

Dans le domaine de l'exploitation des énergies renouvelables, la SONEDE compte mettre en place un projet pilote de récupération d'énergie dans les réseaux d'eau potable. Au lieu de recourir aux réducteurs de pression et aux brise-charges afin de contrôler la pression d'eau au niveau des canalisations du réseau de distribution d'eau, la SONEDE compte étudier la possibilité d'utiliser des turbines hydroélectriques ce qui permettrait d'assurer à la fois la protection de son réseau contre les surpressions et l'autoproduction d'électricité afin de couvrir partiellement ses besoins en énergie.

2 OBJECTIFS DU PRÉSENT RAPPORT

Dans le cadre d'une première mission en Tunisie (Février 20 à 23, 2012) les deux experts d'Entec AG et de Skat Consulting SA ont visité une dizaine de brise-charges dans le réseau d'adduction de la SONEDE afin d'obtenir un aperçu des différents types d'installations et des possibilités du potentiel hydro-électrique utile à exploiter. Suite à cette visite des installations et de discussions avec les experts de la direction de la maîtrise d'énergie de la SONEDE, le présent rapport a été élaboré afin de :

- En premier lieu présenter un résumé sur l'état de la technologie des petites centrales hydroélectriques, des possibilités de leur utilisation sur les réseaux d'eau potable et des expériences d'autres pays dans ce domaine dans des conditions équivalentes;

- fournir une liste des brise-charges de la SONEDE et estimer le potentiel d'exploitation de l'hydro-électricité au niveau de ces sites;
- proposer un plan d'action visant à l'équipement des sites les plus favorables et
- évaluer les investissements nécessaires et la rentabilité économique d'un tel plan d'action.

3 ÉTAT DE LA TECHNOLOGIE DES PCH ET EXPÉRIENCES D'AUTRES PAYS

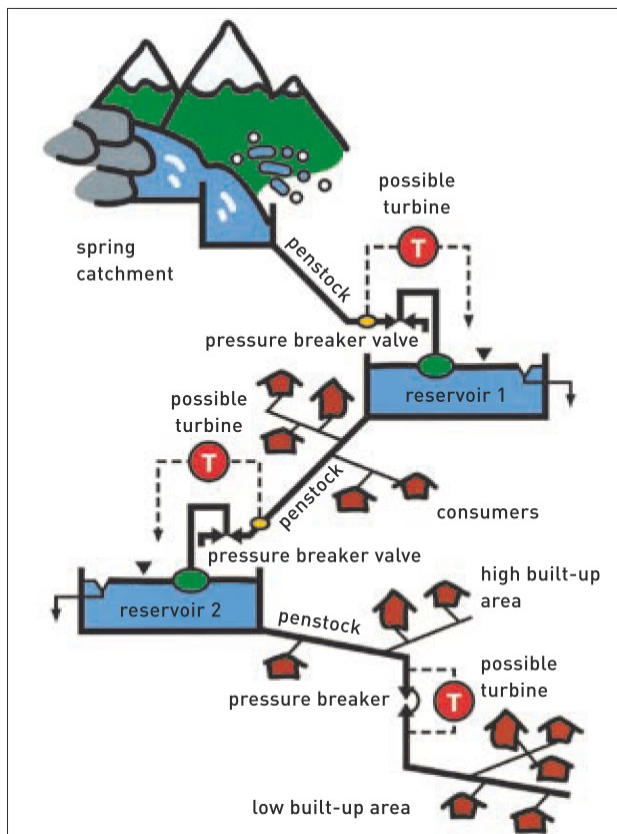
L'utilisation du potentiel d'[énergie hydraulique](#) des réseaux d'alimentation d'eau potable pour produire de l'électricité n'est pas une nouveauté. Les premiers systèmes de ce type ont été installés il y a plus de 70 ans, et de nos jours il existe des centaines de [centrales hydrauliques sur eau potable](#) (par exemple en Autriche, Italie, Angleterre, Belgique, France, Espagne, Pologne) sans qu'il n'y ait aucun impact sur le réseau d'alimentation d'eau potable et souvent même sans que les personnes habitant le voisinage sachent de l'existence de telles centrales électriques.

Pour les 27 pays de l'Union Européenne les données suivantes étaient relevées pour l'année 2011 pour les petites hydrauliques (< 10 MW):

	Puissance installée en 2009 [MW]	Production brute [GWh]	Coûts d'investissement [Euro/kW]		Prix de revient [Euro/kWh]	
			Petite chute	Grande chute	Petite chute	Grande chute
Autriche	1,094	5,097			1	0.65
Belgique	63	192	2,500 – 12,000		0.07 – 0.15	
Bulgarie	285	620	1,400 – 1,500	1,000-1,100	0.004 – 0.008 (?)	
République tchèque	293	955	6,000	1,000		
Estonie	6.8	24	1,900		0.033	
Finlande	300	900	3,500		2.0 – 2.5 (?)	
France	2,083	6,050	2,300 – 4,500	2,200 – 2,750	0.64	0.6
Allemagne	1,723	8,043	7,500	6,000	0.03 – 0.1	0.3 – 0.1
Grèce	182	657	1,500			
Irlande	45	178	3,000-12,000	15,000-9,000	0.85	0.75
Italie	2,656	10,385	4,500	3,800	1.2 (?)	1.0 (?)
Latvia	27	65	2,600		0.04	

Lituanie	29	74	2,500		0.025 – 0.03	
Pays Bas	2.3	9	5,000		0.13	
Pologne	271	920	2,800		0.05	
Portugal	342	712	2,500	2,300	0.75 (?)	0.75 (?)
Romania	387	774	2,500-3,500	2,000-3,000	0.035-0.04	0.025-0.03
Slowacki	89	284	7,000			
Slovénie	163	558	7,000			
Espagne	1,909	3,770	1,500	700	0.045-0.061	
Suède	1,120	4,688	3,120-3,500	2,150	0.02-0.025	0.02
Angleterre	208	693	3,000-12,000	2,000-9,000	0.75	0.6

Le schéma suivant présente les endroits potentiels pour l'installation d'une turbine (T) dans un système d'eau potable.



De manière générale, il y a deux possibilités de récupérer l'énergie dans un système d'eau potable :

1. **sur (avant) le réservoir** : l'eau passe la turbine avant d'être accumulée dans le réservoir. Cette méthode est la plus flexible puisqu'elle permet d'isoler l'opération de la turbine du système d'alimentation d'eau potable afin de garantir à tout moment la fonction primordiale du système d'infrastructure existant

2. **dans le réseau d'alimentation** : l'eau passe par la turbine et continue son chemin dans la conduite. Cette configuration implique qu'une pression bien définie par les nécessités du réseau de distribution est à maintenir à la sortie de la turbine, ce qui est possible avec des turbines à réaction et des turbines Pelton contre-pression.

De plus, la technologie en elle-même est autorisée: C'est la même qui s'emploie dans l'installation de n'importe quelle centrale énergie hydraulique, sauf que dans ce cas elle utilisera le débit et la pression du réseau d'eau potable, ce qui a des implications légèrement différentes.

Une inquiétude qui est souvent mentionnée, est le fait que l'installation d'une machine dans le réseau d'eau potable pourrait contaminer cette eau potable. Mais cette crainte n'a pas de fondements: Une turbine est très semblable à une pompe, et les pompes sont installées dans les réseaux d'alimentation d'eau potable partout dans le monde. Les conditions requises pour l'installation d'une turbine peuvent ainsi être directement dérivées de celles requises pour l'installation d'une pompe.

Dans ce cas d'installation: D'un côté, le débit dans les réseaux d'eau potable est plus régulier, mais de l'autre, est généralement plus bas que celui des rivières. De plus, la pression disponible est souvent limitée de 30 à 80 mètres par l'installation de vannes réductrices de pression et brise-charges.

Avec ces conditions-cadre, la capacité de la puissance potentielle est souvent limitée de 100 à 200 kW et peut être augmentée seulement en interconnectant des niveaux de pressions différentes. Ceci exigerait l'installation de nouvelles conduites de classe de pression plus élevée, ce qui entraînerait des coûts élevés. Le débit lui-même ne peut normalement pas être amplifié car il est conçu en conformité avec la consommation d'eau potable des ménages alimentés (qui peut, au moins dans les pays industrialisés, être considérée comme plus ou moins constante au fil des ans).

Les coûts de production d'énergie (prix de revient de l'électricité) de ces systèmes à si petite échelle, appelés micro ou petites centrales d'[énergie hydraulique](#) (PCH), sont plus élevés que ceux des grandes centrales hydroélectriques en raison de leur investissement spécifique plus élevé ainsi que les coûts de planification (Euros par kW installé). Mais d'un autre côté, les coûts de production d'électricité sont encore bien inférieurs à ceux des systèmes PV ou des systèmes d'énergie éolienne. La raison principale est le facteur de charge élevé par centrale en raison de la disponibilité permanente du débit. Ceci est particulièrement intéressant si l'électricité produite peut être injectée dans le réseau national selon une [tarification incitative](#) bien définie.

En général, la performance économique d'une [centrale hydraulique sur eau potable](#) est plus élevée pour les systèmes à haute pression et faible débit (par rapport aux systèmes à basse pression et haut débit).

Ces deux conditions préalables, à savoir une [tarification incitative](#) bien définie et des sources à pression assez élevée, sont la raison pour laquelle on trouve de nombreuses [centrales hydrauliques sur eau potable](#) dans la région alpine en Europe

centrale. En Suisse¹ par exemple, qui a une [tarification incitative](#) très favorable pour les petites centrales hydroélectriques, des centaines de [centrales hydrauliques sur eau potable](#) ont été créées avec succès et encore bien d'autres sont en train d'être installées.

Pour plus de détails sur les centrales hydrauliques sur eau potable, la documentation suivante est recommandée:

- [L'eau potable génératrice d'électricité](#), une publication de l'office fédéral de l'énergie Suisse OFEN
- [Petites centrales hydrauliques sur eau potable - Documentation technique](#), autre publication de l'OFEN
- [Coûts d'électricité divisés par deux](#), brochure de l'OFEN
- [Energy Recovery in existing infrastructures with Small Hydropower Plants](#), publication de la ESHA European Small Hydropower Association (Association européenne de la petite hydraulique - seulement en anglais)
- [De l'eau potable dont on fait le courant](#), article paru dans « La liberté » Quotidien Suisse
- [Analyse énergétique du réseau d'eau de la Commune de St-Blaise](#), article paru dans « Reflets », publié par la Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux
- [Ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie \(OEn\)](#), Appendice 1.1 : Législation nationale Suisse fixant les [tarifications incitatives](#) et conditions-cadre pour les centrales hydrauliques sur eau potable.
- [Aide pour le calcul tarif selon OEn Suisse pour les petites centrales hydrauliques](#)

4 POSSIBILITÉS DE L'UTILISATION DE L'HYDRO-ÉLECTRICITÉ DANS LE RÉSEAU DE LA SONEDE

1.1 Aspects juridiques

De manière générale la loi tunisienne promeut l'utilisation rationnelle de l'énergie, des énergies renouvelables et la substitution de l'énergie (Loi n° 2009-7 du 9 février 2009, modifiant et complétant la loi n° 2004-72 du 2 août 2004, relative à la maîtrise de l'énergie). Selon l'article 14 de cette loi, le programme national de promotion des énergies renouvelables consiste en « ... l'incitation à la valorisation des déchets, des eaux géothermales, de la **petite hydraulique** et des gaz naturels.... L'établissement ... qui produit de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre, bénéficie du droit de **transport de l'électricité** ainsi produite, par le réseau électrique national jusqu'à ses points de consommation et du **droit de vente des excédents** exclusivement à la Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz (STEG),

¹ Production annuelle d'environ 100 million kWh/an dans les PCE installées dans des réseaux d'eau potable; une valeur qui pourrait même être doublée.

dans les limites supérieures et ce, dans le cadre d'un **contrat type** approuvé par l'autorité tutelle du secteur de l'énergie. Les conditions de transport de l'électricité, la vente des excédents et des limites supérieures sont fixées par décret. »

Le décret mentionné ci-dessus est en fait le Décret n° 2009-2773 du 28 septembre 2009, qui fixe les conditions de transport de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et de la vente de ses excédents à la STEG.

Selon l'Article 1 de ce décret, « l'établissement ... qui produit de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre, bénéficie du droit de transport de l'électricité ainsi produite, par le réseau électrique national jusqu'à ses points de consommation et du droit de vente des excédents exclusivement à la STEG, **dans les limites de 30 % de l'électricité produite annuellement**. ... Le transport de l'électricité et la vente des excédents s'effectuent dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie sur la base de tarifs de transport et de vente fixés par décision du ministre chargé de l'énergie. »

L'Article 2 du décret prévoit que « tout producteur d'électricité à partir d'énergies renouvelables pour sa consommation propre, connecté au réseau électrique national en **basse tension**, bénéficie du droit de vente de ses excédents exclusivement à la STEG qui s'engage à les acheter dans le cadre d'un contrat-type approuvé par l'autorité de tutelle du secteur de l'énergie. ».

D'un autre côté l'Article 3 du décret détermine que **l'établissement «... prend en charge les frais résultants :**

- Du **raccordement** de l'installation au réseau y compris les appareils de mesure, de contrôle, de surveillance et de sécurité.
- Du **renforcement du réseau national d'électricité** en cas de besoin et ce, pour l'évacuation de l'énergie électrique. »

Les « **conditions techniques** » pour l'**injection** d'électricité dans le réseau de la STEG sont définies par un cahier des charges approuvé par l'arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Si la SONEDE conclut avec ANME un « contrat-programme » les investissements réalisés dans le domaine de la maîtrise de l'énergie bénéficieront des **avantages prévus par le Fonds National pour la Maîtrise de l'Energie (FNME)**.

Le Décret n° 2009-362 du février 2009, qui modifie le Décret n° 2005-2234 du 22 août 2005 « fixe les taux et les montants des primes relatives aux actions concernées par le régime pour la maîtrise de l'énergie ainsi que les conditions et les modalités de leur octroi. »

Conformément au Décret n° 2009-362 les subventions suivantes sont accordées:

- 50 % pour les projets pilotes
- 20 % pour des actions de la maîtrise de l'énergie
- 70 % pour des investissements immatériels

Les prix de transport de l'électricité et d'achat des excédents (pour énergies renouvelables) sont fixés comme suit:

Raccordé au réseau de HT et MT :

Le prix d'achat des excédents correspond au prix de l'énergie du tarif général d'électricité en HT à quatre postes horaires.

Prix de l'énergie (mill/kWh)			
jour	pointe	soir	nuite
106	164	129	81
Prix de l'énergie (Euro Cent/kWh) ; 1 Euro=0.501 TND			
5.3	8.2	6.46	4.06

Raccordé au réseau de BT :

La STEG facture la différence entre l'énergie électrique fournie et celle reçue et ce, par application du tarif général d'électricité en BT. Si le solde est négatif, l'excédent est reporté sur la facture suivante.

		Prix de l'énergie (mill/kWh)			
		jour	pointe	soir	nuite
Tranche normale (> 2kVA)	1-300 kWh/mois	133			
	> 301 kWh/ mois	186			
		Prix de l'énergie (Euro Cent/kWh) ; 1 Euro=0.501 TND			
	1-300 kWh/mois	6.78			
	>301 kWh/ mois	9.319			

Pour le **transport de l'énergie électrique**: une redevance de **5 mill/kWh** (0.251 Euro Cent/ kWh) est à payer.

1.2 Conclusion sur les aspects juridiques

En résumé, on peut constater que la STEG garde encore le monopole pour la transmission et distribution de l'électricité et demande une charge par kWh pour le transport de l'électricité dans leurs réseaux. Pour la production de l'électricité en principe l'autoconsommation est favorisée puisque seulement les « excédents » et là pas plus que 30% de l'électricité produite par an sera achetée par la STEG.

En principe, selon le texte du décret, le tarif de rachat correspond aux tarifs de consommation (fixé par la STEG). Le système tarifaire de la STEG implique un tarif plus élevé pour une consommation plus élevée (dans le cas de la consommation cela est un stimulant pour économiser de l'électricité). Par contre, en appliquant le même système tarifaire pour le cas d'injection d'électricité, cela veut dire que **le plus qu'on injecte d'électricité, le plus élevé sera le tarif de rachat** ce qui n'est, proprement dit, pas une solution convenable. En ce qui concerne le tarif de consommation cette progression est un instrument d'incitation à économiser la consommation de l'électricité. Par contre, il n'y a apparemment pas de raison pour payer un tarif de rachat plus élevé aux grands producteurs d'électricité. Bien au contraire, les systèmes de génération plus grands bénéficient en général d'économies d'échelle et des coûts d'investissement spécifiques plus bas et par conséquent n'ont pas besoin d'un appui plus important.

En tenant compte du fait que la SONEDE consomme plus de 300 GWh d'électricité par an, on ne peut pas s'attendre à ce que l'exploitation du potentiel hydro-électrique dans le réseau de la SONEDE puisse dépasser ce chiffre. Par conséquent, on peut déjà partir du principe que la SONEDE restera dans le domaine de l'**autoconsommation** et n'aurait qu'à payer les **charges pour le transport de l'énergie électrique**, sauf dans le cas où un ou plusieurs points de consommation se trouveraient juste à côté d'un potentiel hydro-électrique.

De toute façon, puisque la SONEDE n'a jusqu'à maintenant jamais injecté de l'électricité dans le réseau de la STEG, il s'agira d'un **cas précédent**. Un contrat type réglant les conditions d'injection existe déjà, mais les conditions spécifiques devraient être négociées avec la STEG.

1.3 Aspects environnementaux

Un grand avantage des centrales hydrauliques sur eau potable est que des aspects comme: "quantité d'eau restituée", "eaux réservées à la pêche, à l'irrigation etc. ", "préservation des paysages" etc. ne jouent pas de rôle. La distribution d'eau potable par réseau avec une centrale hydraulique sur eau potable n'a presque pas de différence par rapport à la distribution normale d'eau potable. Les sources sont de toute façon captées et conduites dans le réseau d'alimentation d'eau potable (AEP). La réalisation d'une centrale hydraulique permet l'exploitation de cette eau potable circulant sans autre dans le réseau pour produire de l'énergie. La centrale hydraulique sur eau potable ne cause aucun changement supplémentaire du régime de l'eau. En toute objectivité, on peut à peine constater des influences sur l'environnement.

1.4 Aspects sanitaires

De manière générale la SONEDE, selon ses propres dires, respecte les règles de l'OMS par rapport à la qualité de l'eau potable.

Toute l'eau distribuée par la SONEDE est javellisée.

En tous cas les conditions d'une AEP sûre et conforme aux règles de la SONEDE doivent être assurées. Cette sécurité inclut les aspects suivants :

- L'AEP est toujours prioritaire à la production d'énergie, cela veut dire que les réservoirs sont à remplir selon les nécessités du réseau de distribution.
- Un mélange ou même le contact d'eau brute avec l'eau traitée doit impérativement être évité.
- La PCH ne peut pas avoir d'impact sur la qualité de l'eau, sauf si elle l'améliore, par contre, il faut optimiser les rendements des équipements et leurs durées de vie.

L'installation d'une PCH dans un système d'eau potable est comparable à l'installation d'une pompe. En conséquence, les mêmes critères (sanitaires) sont à

appliquer. Le tableau suivant² invoque les différences entre l'installation d'une turbine et celle d'une pompe :

	Station de pompage	PCH
Soupape d'introduction	Oui	Oui
Dispositif de régulation de décharge	Non	Oui
Carter et roue en contact avec l'eau	Oui	Oui
Roulements graissés à vie	Oui	Oui
Machine électrique	Oui (moteur)	Oui (générateur)
Panneaux électriques	Oui	Oui
Transformateur	Oui	Oui
Matériaux de construction de machine hydraulique habituels	Moule, acier noir, acier inoxydable, bronze	Moule, acier noir, acier inoxydable, bronze
Dispositif de dérivation	Non	Oui
Entrée d'eau	Démontage nécessaire	Démontage nécessaire

1.5 Aspects techniques

En général, un des principes lors du dimensionnement du réseau d'AEP de la SONEDE était la limitation de la pression à 4 bars. Par conséquent, dans la plupart des cas, on peut s'attendre à des pressions de moins que 40 m. Effectivement, les sites avec une grande pression et un petit débit sont plus favorables par rapport à ceux avec une petite pression et un grand débit. Un grand débit exige une plus grande turbine, des pièces de raccordement, joints et accessoires également plus grands ce qui entraîne des coûts plus élevés et un plus grand encombrement.

Etant donné les fluctuations de pression et de débit pendant le service, il faut choisir des turbines avec une courbe de rendement de forme relativement plate, cela veut dire qu'un bon rendement est tenu sur un large intervalle de débit.

Les aspects techniques à considérer sont les suivants:

- **Base de planification :**

² Source: "Energy Recovery in existing infrastructures with Small Hydropower plants – Multipurpose schemes – overview and examples"; publié dans le cadre du projet SHAPES (SMALL HYDRO ACTION FOR THE PROMOTION OF EFFICIENT SOLUTIONS). Ce projet était en partie financé par la direction générale de l'énergie et des transports (DG TREN) sous le FP6, actif pendant 2,5 années dès décembre 2007.

1. Pour le dimensionnement optimal d'une PCH il faut des mesures continues du débit et de la pression au site d'intérêt. Cette marge de fluctuation (journalière et annuelle) est essentielle pour la sélection d'une turbine avec rendement optimal aux points de fonctionnement pertinents.
 2. Si des mesures de pression ne sont pas disponibles il faut se baser sur les altitudes et niveaux indiqués sur les plans de construction afin de calculer la pression résiduelle en tenant compte des pertes (en fonction du débit).
 3. Les dimensions des bâtiments (à relever également des plans de construction) permettent d'estimer si l'installation d'une PCH exige la construction d'un bâtiment annexe ou l'agrandissement du ou des bâtiments existants
 4. vérification de l'existence et de la capacité d'une poulie / treuil qui peut être valorisé / modifié pour l'installation d'une turbine
 5. vérification des modifications d'AEP planifiées pour l'avenir qui pourraient avoir un impact sur la PCH (débit, pression)
- **Analyse des coups de bélier** : L'installation d'une turbine, augmentera-t-elle le risque de coups de bélier dans le système d'AEP ? Y-a-t-il un risque de cavitation ?
 - **Déroulement du service d'AEP** : l'installation d'une PCH ne devrait dans la mesure du possible ne jamais perturber le service d'AEP, ni pendant la phase de construction ni pendant l'opération de la PCH ; le cas idéal est l'existence d'un dispositif de dérivation permettant un service continu de l'AEP.
 - **Consommation de l'électricité produite** : Afin de faciliter une réception continue de l'électricité produite, normalement une PCH devrait être raccordée au réseau de la STEG, même s'il y a des « points de consommation » de la SONEDE sur place. (station de traitement, station de pompage etc.). Il faut alors vérifier la distance jusqu'à la ligne BT ou MT de la STEG et la charge / utilisation de cette ligne. Comme règle approximative une ligne BT suffit pour absorber l'électricité d'une PCH d'au maximum 50 kW en tenant quand même compte de la longueur de la conduite (jusqu'au prochain transformateur élévateur ou jusqu'aux points de consommation).

5 LISTE DES BRISE-CHARGES DE LA SONEDE ET ESTIMATION DU POTENTIEL POUR L'EXPLOITATION DE L'HYDRO-ÉLECTRICITÉ

1.6 Liste des brise-charges

Jusqu'à présent 60 brise-charges ont été identifiés et spécifiés par la SONEDE. Une liste correspondante se trouve en annexe.

1.7 Hypothèses pour l'estimation du potentiel

Une estimation du potentiel hydroélectrique a été réalisée se basant sur les informations reçues de la SONEDE. Les problèmes rencontrés ont été les suivants:

- **Les courbes de débits classés n'étaient pas disponibles.** La SONEDE a fourni soit le débit minimal / maximal, soit le débit moyen ou les deux. Normalement, pour le calcul du potentiel le débit moyen a été utilisé.– Dans les cas où le débit moyen n'était pas spécifié, il a été remplacé par le moyen arithmétique du débit minimal Q_{\min} et maximal Q_{\max} .
- **Grande variation de la pression disponible:** il n'a pas été possible d'établir une relation claire entre pression et débit. Il n'est pas spécifié si la pression dans le tableau fait référence au PHE ou à un autre point.

En conséquence, l'estimation du potentiel se base sur des hypothèses et calculs comme décrit ci-dessous:

- **H_{net} (hauteur de chute nette / pression disponible):** elle a été calculée comme moyenne de la pression maximale et minimale (les deux valeurs ont été fournies par la SONEDE). Ainsi le calcul néglige des différences éventuelles entre le PHE et le niveau de mesure de la pression. Au cas où les pressions (min et max) seraient mesurées à un endroit plus bas que le PHE, le potentiel sera surestimé.
- Il a été supposé que le **rendement global** des PCH s'élève à environ **75 %** en se basant sur un rendement moyen de 85 % pour la turbine (en réalité ce rendement dépend de la qualité et du type de la turbine), 98 % pour la transmission, 93 % pour le générateur et 98 % pour le transformateur.
- Les sites avec une hauteur de chute / pression de **moins de 10 m** et ceux avec un potentiel de **moins de 10 kW** n'ont pas été considérés, au contraire ils ont été éliminés puisque leur réalisation est peu recommandable.
- Il a été supposé que les PCE fonctionnent en moyenne pendant **8700 heures/an** avec le débit et la pression moyens calculés (2.5 jours par ans pour entretien des machines etc.)

Basés sur les données reçues de la SONEDE et les hypothèses comme listées ci-dessus le potentiel hydroélectrique total est estimé être dans l'ordre de grandeur d'environ 35 GWh/an. Le tableau en annexe présente les détails du calcul.

1.8 Critères pour une priorisation des sites

Une priorisation des sites à être créés dans le futur (proche) devraient être basés sur les critères suivants;

- La pression minimale disponible devrait être d'au moins de 3.0 bars.
- Éviter une perturbation / interruption du service pendant la construction d'une PCH (dispositif de dérivation existant)
- Projet avec bonne rentabilité

De plus, pour la sélection d'un projet de démonstration (site pilote) les critères suivants sont considérés importants :

- Eviter de trop grandes complications et complexités techniques afin de minimiser les risques d'échec.
- Puissance n'excédant pas les 100 kW.
- Pas trop éloigné du siège de la SONEDE (région grand Tunis), afin de pouvoir l'exploiter comme « projet d'apprentissage » pendant la construction et le service ; par exemple Sidi Abdallah, Manoubia B ou Carthage
- Connexion au réseau: il est recommandé de réaliser une centrale électrique à un endroit où il existe déjà une certaine consommation minimale d'énergie (qui devrait être encore plus élevée que la production attendue). En outre, très probablement la connexion au réseau n'aura pas à être adaptée.

Se basant sur ces critères, les sites suivants sont considérés convenables comme sites pilotes:

1. BC3, 90 kW / 30m min
2. sidi_pk11, 43 kW / 53 m min
3. f4 ter-bc4, 74 kW / 39 m min
4. mena-lessouda, 78 kW / 40m min
5. faidh2-khechem, 77 kW / 39m min
6. khech-tlil , 65 kW, 32m min
7. Sidi Abdallah, 33kW, 38m min
8. Manoubia B, 35 kW / 44 m min
9. Carthage, 43 kW, 41m min

Les capacités de puissance listées ci-dessus représentent des capacités de puissance moyennes (parce que leur calcul est basé sur un débit moyen et une chute moyenne). **Il est attendu que la capacité de puissance de conception soit environ 50% plus élevée**, mais ceci dépend principalement de la variation dans le temps de la fourchette de fluctuation du débit et de la hauteur manométrique. Cet aspect sera analysé plus en détail lors de l'étude de faisabilité.

De plus, selon les informations reçues de la SONEDE, trois cas spéciaux sont à être considérés (chaque site avec environ 60 l/s et 5 bars). Dans ces cas, il se produit un problème de précipitation calcaire importante à cause de l'aération par le brise-charge ; il est à vérifier si le remplacement d'un brise-charge par une turbine (sans accès d'air) peut résoudre le problème de ces précipités.

6 PLAN D'ACTION

1. Sélection du site pilote par la SONEDE (Avril 2012).
2. Skat / Entec développe l'étude de faisabilité jusqu'en Mai 2012.
3. Formation pour des membres de la SONEDE et autres parties intéressées (Mai 2012).
4. L'élaboration des documents pour les appels d'offres disposeront du soutien de Skat / Entec (Juin/Juillet 2012).

5. Appels d'offres et mise en œuvre du site pilote (début des opérations estimées au printemps 2013).

De surcroît, les étapes suivantes sont considérées adéquates pour le développement futur de sites:

6. Examen des leçons apprises, optimisation du processus de développement et analyse des coûts d'investissement (Été 2013)
7. Développement d'un 2ème (et suivants) sites par la SONEDE, sur la base de l'expérience acquise pendant le développement du site pilote.
8. Identifier le besoin de plus de formations et réalisation de formations continues selon les besoins.

7 INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES ET LA RENTABILITÉ ÉCONOMIQUE

1.9 Hypothèses pour l'estimation des coûts d'investissement et du prix de revient

Dans le cadre de la présente analyse, les coûts d'investissements ne peuvent être estimés que de manière très approximative. Pour une estimation plus réelle des coûts il faudra visiter chaque site afin d'analyser et évaluer en détail les situations spécifiques. Les données d'entrées de base indispensables pour une estimation valable sont celles de la variation du débit et de la pression.

Par conséquent, une approche générale a été choisie basée sur les hypothèses et réflexions suivantes :

- Les coûts d'investissement d'une PCH sont déterminés surtout en fonction de la capacité et de la pression disponible. Si l'on compare deux PCH avec la même puissance mais différente hauteur manométrique, celle avec la pression la plus élevée est normalement caractérisée par des frais spécifiques plus bas.
- En Suisse des centaines d'études de faisabilité et des coûts d'investissements de PCH en fonctionnement ont été évaluées. Ces données sont prises comme base de données dans la suite de cette étude, tout en tenant compte judicieusement des réductions des coûts nécessaires dans le contexte tunisien. L'ordonnance sur l'énergie de la Suisse qui se base sur cette évaluation des coûts intègre la relation mentionnée sous le premier point³. Un outil Excel, développé par l'office fédéral de l'énergie Suisse, permet non seulement de calculer la [tarification incitative](#) mais montre également les coûts d'investissements référentiels pour les centrales, se basant sur la hauteur de pression et la capacité de puissance⁴.
- La base de données des coûts d'investissements Suisses est adaptée au contexte tunisien en se basant sur les hypothèses suivantes:

3 <http://www.admin.ch/ch/fr/rs/7/730.01.fr.pdf>; Annexe 1.1

4 http://www.bfe.admin.ch/kleinwasserkraft/03870/03871/index.html?lang=fr&dossier_id=03893

- En raison de la haute [tarification incitative](#) en Suisse, seuls des équipements électromécaniques avec meilleurs taux de conversion y sont installés, ce qui conduit à des coûts d'investissements très élevés. Puisque en Tunisie le revenu par kWh est beaucoup plus bas (tarification incitative plus basse / coûts d'opportunités plus bas), l'installation d'équipement électromécanique haut de gamme uniquement pour gagner quelques points de pourcentage additionnels d'efficacité n'est pas justifiée. Il est supposé qu'un équipement avec une efficacité légèrement inférieure, mais ayant toujours une grande fiabilité et un entretien facile sera installé, ce qui devrait permettre de réduire les coûts des équipements d'environ 50%. S'attendant à ce que dans les futurs emplacements des PCH, le personnel exploitant sera présent sur le site aucun système sophistiqué de contrôle à distance sera nécessaire, permettant ainsi de réduire de moitié les coûts des équipements de contrôle (par rapport aux coûts en Suisse)
- Les tuyaux, leurs accessoires et les vannes peuvent être achetés en Tunisie conduisant à des coûts significativement plus faibles (□moins 50%).
- Les coûts de génie civil et d'ingénierie sont beaucoup plus faibles en raison des coûts de main-d'œuvre plus bas par rapport à la Suisse (□moins 50%)

Se basant sur ces hypothèses, il est attendu que les coûts d'investissement en Tunisie soient d'au moins 50% plus bas que ceux en Suisse.

- En appliquant ces hypothèses par égal à tous les sites potentiels, une comparaison très approximative des coûts d'investissement et des coûts de production d'électricité pour chaque site spécifique a été fait (voir tableau annexe). Il doit être souligné que le calcul est très approximatif. L'étude de faisabilité et plus encore les résultats d'un processus d'appel d'offres pour un projet de démonstration permettront des calculs plus précis
- Les coûts d'investissement totaux pour le développement de tous les sites sont estimés à environ 80 millions TND. C'est toujours une estimation très approximative et devra être adaptée selon les estimations des coûts dans l'étude de faisabilité du site pilote. Pour plus de détails sur ces calculs se référer à l'annexe 3.
- Les calculs des coûts pour la production d'électricité pour tous les sites se basent sur:
 - Une période d'amortissement de 30 ans.
 - Un taux d'intérêt de 3%.
 - Un coût d'entretien annuel de 0,5% de l'investissement initial.

Sur la base de ces hypothèses, ont été estimés des coûts de production de l'ordre de 90 à 150 mill / kWh (4.4 à 7.5 EURcents/kWh)

- Les coûts d'investissement spécifiques estimés de façon très approximative sont de l'ordre d'environ 9,200 à 15,400 TND par kW installé (de 4,600 à 7,700 EUR par kW installé)

Les détails référents à l'estimation des coûts sont joints en annexe.

1.10 Conclusions

Conformément à la loi, la SONEDE pourrait vendre de l'électricité à la STEG seulement en cas où sa production d'électricité par des énergies renouvelables excède sa consommation d'électricité, ce qui n'est pas probable pour le proche futur. Par conséquent la base pour le calcul de la rentabilité doit être la comparaison entre le prix de revient de l'électricité produite et le tarif à payer par la SONEDE. Ce dernier s'élève présentement en moyenne à 130 mill/kWh (= environ **6.5 Euro cent/kWh**). Si la SONEDE peut produire l'électricité à un tarif plus bas que 6.5 Euro/kWh le projet correspondant sera considéré rentable (en tenant compte des 5 mill/kWh pour le transport dans le cas échéant).

Le prix de revient selon les premières estimations approximatives se situe autour de 90 à 150 mils/kWh (de **4.4 à 7.5 EURcents/kWh**), il est par conséquent compétitif par rapport au prix que la STEG fait payer à la SONEDE. De plus, il est très probable qu'on doive s'attendre à une augmentation du tarif d'électricité dans les années à venir.

8 ANNEXE

1. Liste des brises-charges
2. Estimations du potentiel
3. Estimations des couts

Annexe 1 : Liste des brises-charges

lieu d'installation	COTE DEPART	COTE ARRIVEE	P _{brut} [bar]	P _{max} [bar]	P _{min} [bar]	Q min	Q max	Q MOY	DN(mm)	Long.	Nature	observation
BC1 ENFIDHA	160	123.8	3.6	2.8	0.9	2100	3200	2500			fonte	axe sahel
BC2 EZNATIR	130.5	105	2.6	2.6		2000	3000	2500	1600	38840	fonte	axe sahel
BC3 EZOUHOUR	105	80	2.5	1.8	1.4	810	1610	1500	1600	11130	fonte	axe sahel
BC KERKER	80.8	54.2	2.7	2	1.5	500	1200	1200	1250	37755	beton	axe sahel
BC MAHROUGA	170	132	3.8	3.4	2.7	500	700	600	1400	44605	beton	axe sahel
BC pk10	132	58	7.4	7.2	6.2	100	400	300	800	25405	beton	axe sahel
BC BNI WAEL	160	118	4.2	3.2	2.8	200	370	370	1000	7000	beton	axe cap bon
BC BOUJRIDA	160	118	4.2	3.1	2.7	200	327	327	600	15000	beton	axe cap bon
BC1	229.56	208.44	2.1	1.6	1.2	600	1000	800	1250	28588	beton	axe nord
BC2	235.57	189	4.7	3.7	2.9	400	800	600	1250	24319	beton	axe nord
BC3	208.44	161	4.7	4	3	100	550	350	1250	30500	beton	axe nord
NBC3	189	161	2.8	2.2	2.1	800	1150	1150	1250	10000	beton	axe nord
NBC4	161	128	3.3	2.8	2.3	500	950	900			beton	axe nord
RC2-FAIEDH	347	325.5	2.2	1.7	1.4			700			beton	axe jelma sfax
faidh-khechem	325.3	251	7.4	6.7	5.5			650			beton	axe jelma sfax
khec-besseriani	251	186.19	6.5	4.8	3.6			550			beton	axe jelma sfax
bess-kraima	185.92	147.36	3.9	3.4	2.8			400			beton	axe jelma sfax
k-sidi abdallah	148.3	121.75	2.7	1.8	1.2			400			beton	axe jelma sfax
sidi_pk11	122.53	53.38	6.9	6.4	5.3			100			beton	axe jelma sfax
sidi-pk14	122.53	86.85	3.6	3.4	2.9			150			beton	axe jelma sfax
pk14-RSE14	72.34	68.85	0.3	0.3	0.2			150			beton	axe jelma sfax
PK14-RSEPK10	68.85	52.29	1.7	1.2	0.9			150			beton	axe jelma sfax
f4 ter-bc4	533.5	485.3	4.8	4.2	3.9			250			beton	axe jelma sfax
bc2-bc3	536.04	518.4	1.8	1.3	1			250			beton	axe jelma sfax
bc3-bc4	518.4	485.3	3.3	3	2.2			250			beton	axe jelma sfax
bc4-menaker	485.3	399.89	8.5	8.1	7.4			250			beton	axe jelma sfax
mena-lessouda	399.89	350	5.0	4.5	4			250			beton	axe jelma sfax
lessou-faidh1	349.5	327	2.3	1.8	1.3			250			beton	axe jelma sfax
faidh1-faidh2	326.5	303	2.4	2.1	1.6			250			beton	axe jelma sfax
faidh2-khechem	303	252.37	5.1	4.5	3.9			250			beton	axe jelma sfax
khech-tlil	251.71	208.36	4.3	3.9	3.2			250			beton	axe jelma sfax
tlil-besseriani	207.86	185.36	2.3	1.8	1.3			250			beton	axe jelma sfax
besserian-kraima	184.76	149.46	3.5	3.3	2.4			250			beton	axe jelma sfax
kraim-sidi abdallah	148.94	124.06	2.5	2.5	1.8			250			beton	axe jelma sfax
sidi abd-pk11	124.06	59.8	6.4	6.2	5.8			250			beton	axe jelma sfax
La Batie				2.7	2.6	56	56	56			beton	axe Grand tunis
Fond.Chouch				2.6	2.3	161	161	161			beton	axe Grand tunis
H.Lif				2.6	2.4	86	86	86			beton	axe Grand tunis
Boumhel				3.0	2.8	39	39	39			beton	axe Grand tunis
B Cédria Nou				2.6	2.3	86	86	86			beton	axe Grand tunis
B Cédria Anc				1.9	0.8	127	186	157			beton	axe Grand tunis
Sidi Abdallah				3.8	3.8	96	140	118			beton	axe Grand tunis
Manoubia H				2.2	1.9	62	91	76			beton	axe Grand tunis
Manoubia B				4.9	4.4	83	121	102			beton	axe Grand tunis
Mathildeville				2.2	2.0	43	64	53			beton	axe Grand tunis
B.Kassaa 72				2.4	2.2	139	204	172			beton	axe Grand tunis
A.BK 81				0.6	0.6	243	420	331			beton	axe Grand tunis
N.BK 81				1.4	1.1	412	711	561			beton	axe Grand tunis
G.E.Goulla				2.5	2.4	132	194	163			beton	axe Grand tunis
Manouba Anc				2.3	2.2	59	103	81			beton	axe Grand tunis
Manouba Nou				2.4	2.1	235	371	303			beton	axe Grand tunis
Université				0.5	0.3	330	483	406			beton	axe Grand tunis
Ariana				1.6	1.3	217	318	268			beton	axe Grand tunis
Amilcar				1.7	1.2	98	144	121			beton	axe Grand tunis
Carthage				5.0	4.1	104	153	129			beton	axe Grand tunis
Sidi Rahal				3.3	2.4	361	528	445			beton	axe Grand tunis
Raoued			0.0	2.6	2.2	45	66	56			beton	axe Grand tunis
R.Tabia1190			0.0	0.6	0.4	475	820	647			beton	axe Grand tunis
R.Tabia1250			0.0	0.3	0.0	862	1140	1001			beton	axe Grand tunis
Belvédère			0.0	0.9	0.5	407	596	501			beton	axe Grand tunis

Annexe 2 : Estimation du potentiel

lieu d'installation	Pbrut [bar]	Pmax [bar]	Pmin [bar]	Pnetnom [bar]	Q min	Q max	QMOY	observation	P _{hydr_moy} [kW]	P _{elect_moy} [kW]	P _{elect_max} [kW]	potentiel annuel d'énergie électrique théorique [GWh/a]	potentiel annuel d'énergie électrique réaliste [GWh/a]
BC1 ENFIDHA	3.6	2.8	0.9	1.85	2100	3200	2500	axe sahel	454	340	510	2.98	2.96
BC2 EZNATIR	2.6	2.6		1.30	2000	3000	2500	axe sahel	319	239	359	2.09	2.08
BC3 EZOUHOUR	2.5	1.8	1.4	1.60	810	1610	1500	axe sahel	235	177	265	1.55	1.54
BC KERKER	2.7	2	1.5	1.75	500	1200	1200	axe sahel	206	155	232	1.35	1.34
BC MAHROUGA	3.8	3.4	2.7	3.05	500	700	600	axe sahel	180	135	202	1.18	1.17
BC pk10	7.4	7.2	6.2	6.70	100	400	300	axe sahel	197	148	222	1.30	1.29
BC BNI WAEL	4.2	3.2	2.8	3.00	200	370	370	axe cap bon	109	82	123	0.72	0.71
BC BOUJRIDA	4.2	3.1	2.7	2.90	200	327	327	axe cap bon	93	70	105	0.61	0.61
BC1	2.1	1.6	1.2	1.40	600	1000	800	axe nord	110	82	124	0.72	0.72
BC2	4.7	3.7	2.9	3.30	400	800	600	axe nord	194	146	219	1.28	1.27
BC3	4.7	4	3	3.50	100	550	350	axe nord	120	90	135	0.79	0.78
NBC3	2.8	2.2	2.1	2.15	800	1150	1150	axe nord	243	182	273	1.59	1.58
NBC4	3.3	2.8	2.3	2.55	500	950	900	axe nord	225	169	253	1.48	1.47
RC2-FAIEDH	2.2	1.7	1.4	1.55			700	axe jelma sfax	106	80	120	0.70	0.69
faidh-khechem	7.4	6.7	5.5	6.10			650	axe jelma sfax	389	292	438	2.56	2.54
khec-besseriani	6.5	4.8	3.6	4.20			550	axe jelma sfax	227	170	255	1.49	1.48
bess-kraima	3.9	3.4	2.8	3.10			400	axe jelma sfax	122	91	137	0.80	0.79
k-sidi abdallah	2.7	1.8	1.2	1.50			400	axe jelma sfax	59	44	66	0.39	0.38
sidi_pk11	6.9	6.4	5.3	5.85			100	axe jelma sfax	57	43	65	0.38	0.37
sidi-pk14	3.6	3.4	2.9	3.15			150	axe jelma sfax	46	35	52	0.30	0.30
pk14-RSE14	0.3	0.3	0.2	0.25			150	axe jelma sfax	4	3	4	0.02	0.00
PK14-RSEPK10	1.7	1.2	0.9	1.05			150	axe jelma sfax	15	12	17	0.10	0.10
fa ter-bc4	4.8	4.2	3.9	4.05			250	axe jelma sfax	99	74	112	0.65	0.65
bc2-bc3	1.8	1.3	1	1.15			250	axe jelma sfax	28	21	32	0.19	0.18
bc3-bc4	3.3	3	2.2	2.60			250	axe jelma sfax	64	48	72	0.42	0.42
bc4-menaker	8.5	8.1	7.4	7.75			250	axe jelma sfax	190	143	214	1.25	1.24
mena-lessouda	5.0	4.5	4	4.25			250	axe jelma sfax	104	78	117	0.68	0.68
lessou-faidh1	2.3	1.8	1.3	1.55			250	axe jelma sfax	38	29	43	0.25	0.25
faidh1-faidh2	2.4	2.1	1.6	1.85			250	axe jelma sfax	45	34	51	0.30	0.30
faidh2-khechem	5.1	4.5	3.9	4.20			250	axe jelma sfax	103	77	116	0.68	0.67
khec-tlil	4.3	3.9	3.2	3.55			250	axe jelma sfax	87	65	98	0.57	0.57
tlil-besseriani	2.3	1.8	1.3	1.55			250	axe jelma sfax	38	29	43	0.25	0.25
besserian-kraima	3.5	3.3	2.4	2.85			250	axe jelma sfax	70	52	79	0.46	0.46
kraim-sidi abdallah	2.5	2.5	1.8	2.15			250	axe jelma sfax	53	40	59	0.35	0.34
sidi abd-pk11	6.4	6.2	5.8	6.00			250	axe jelma sfax	147	110	166	0.97	0.96
La Batie	2.7	2.6	2.68	56	56	56	axe Grand tunis	15	11	16	0.10	0.10	
Fond.Chouch	2.6	2.3	2.44	161	161	161	axe Grand tunis	38	29	43	0.25	0.25	
H Luf	2.6	2.4	2.48	86	86	86	axe Grand tunis	21	16	24	0.14	0.14	
Boumhel	3.0	2.8	2.90	39	39	39	axe Grand tunis	11	8	12	0.07	0.00	
B Cédria Nou	2.6	2.3	2.45	86	86	86	axe Grand tunis	21	16	23	0.14	0.14	
B Cédria Anc	1.9	0.8	1.34	127	186	157	axe Grand tunis	21	15	23	0.13	0.13	
Sidi Abdallah	3.8	3.8	3.80	96	140	118	axe Grand tunis	44	33	49	0.29	0.29	
Manoubia H	2.2	1.9	2.09	62	91	76	axe Grand tunis	16	12	18	0.10	0.10	
Manoubia B	4.9	4.4	4.66	83	121	102	axe Grand tunis	47	35	52	0.31	0.30	
Mathildeville	2.2	2.0	2.08	43	64	53	axe Grand tunis	11	8	12	0.07	0.00	
B.Kassaa 72	2.4	2.2	2.31	139	204	172	axe Grand tunis	39	29	44	0.26	0.25	
A.BK 81	0.6	0.6	0.60	243	420	331	axe Grand tunis	20	15	22	0.13	0.00	
NBK 81	1.4	1.1	1.26	412	711	561	axe Grand tunis	69	52	78	0.46	0.45	
G.E.Goulla	2.5	2.4	2.45	132	194	163	axe Grand tunis	39	29	44	0.26	0.26	
Manouba Anc	2.3	2.2	2.27	59	103	81	axe Grand tunis	18	14	20	0.12	0.12	
Manouba Nou	2.4	2.1	2.24	235	371	303	axe Grand tunis	67	50	75	0.44	0.43	
Université	0.5	0.3	0.37	330	483	406	axe Grand tunis	15	11	16	0.10	0.00	
Ariana	1.6	1.3	1.48	217	318	268	axe Grand tunis	39	29	44	0.25	0.25	
Amilcar	1.7	1.2	1.45	98	144	121	axe Grand tunis	17	13	19	0.11	0.11	
Farthage	5.0	4.1	4.53	104	153	129	axe Grand tunis	57	43	64	0.37	0.37	
Sidi Rahal	3.3	2.4	2.84	361	528	445	axe Grand tunis	124	99	139	0.81	0.81	
Raoued	0.0	2.6	2.2	2.42	45	66	axe Grand tunis	13	10	15	0.09	0.00	
R.Tablia1190	0.0	0.6	0.4	0.53	475	820	axe Grand tunis	34	25	38	0.22	0.00	
R.Tablia1250	0.0	0.3	0.0	0.17	862	1140	axe Grand tunis	17	12	19	0.11	0.00	
Belvédère	0.0	0.9	0.5	0.68	407	596	axe Grand tunis	34	25	38	0.22	0.00	
Totale									4215	6323	36.92	35.65	

pbrut	pression brute, différence entre cote depart et cote arrivée
Pnetnom	valeur de pression appliquée pour le calcul, moyenne de pression min et pression max
Qmoy	moyenne de Qmin et Qmax ou valeur spécifiée par SONEDE
Phydr_moy	puissance hydraulique calculée sur la base de Pnetnom et Qmoy
Pelect_moy	puissance électrique calculée sur la base d'un rendement global de 75%
Pelect_max	puissance électrique max, estimée à environ 50% supérieure à Pelect_moy
potentiel annuel d'énergie électrique	Pelect_moy, pendant 8760 h d'opération par an
potentiel annuel d'énergie réaliste	Pelect_moy, pendant 8700 h d'opération par an (60 h réservées pour la maintenance); les sites avec très petite pression (< 1bar Pnetnom) et ceux avec très petite puissance (< 10kW) sont négligés / éliminés

Annexe 3 : Estimation des coûts

lieu d'installation	P _{hydr_moy} [kW]	potentiel annuel d'énergie électrique réaliste [GWh/a]	coûts d'investissements en Suisse [CHF]	taux de change TND/CHF	coûts d'investissements en Tunisie [TND]	prix de revient (TND/kWh) (30y / 3%)	coûts de productions en EUR (taux de change 1:2)	coûts spécifique [TND/kWh]	coûts spécifique [EUR/kWh]
BC1 ENFIDHA	454	2.96	5'630'000	0.60	4'691'667	0.089	0.044	9192	4596
BC2 EZNATIR	319	2.08	4'210'000	0.60	3'508'333	0.094	0.047	9781	4891
BC3 EZOUHOUR	235	1.54	3'210'000	0.60	2'675'000	0.098	0.049	10099	5050
BC KERKER	206	1.34	2'820'000	0.60	2'350'000	0.098	0.049	10140	5070
BC MAHROUGA	180	1.17	2'470'000	0.60	2'058'333	0.098	0.049	10192	5096
BC pk10	197	1.29	2'620'000	0.60	2'183'333	0.095	0.048	9842	4921
BC BNI WAEL	109	0.71	1'620'000	0.60	1'350'000	0.106	0.053	11020	5510
BC BOUJRIDA	93	0.61	1'440'000	0.60	1'200'000	0.111	0.055	11466	5733
BC1	110	0.72	1'690'000	0.60	1'408'333	0.110	0.055	11394	5697
BC2	194	1.27	2'630'000	0.60	2'191'667	0.097	0.048	10030	5015
BC3	120	0.78	1'740'000	0.60	1'450'000	0.104	0.052	10725	5363
NBC3	243	1.58	3'260'000	0.60	2'716'667	0.096	0.048	9956	4978
NBC4	225	1.47	3'030'000	0.60	2'525'000	0.096	0.048	9969	4985
RC2-FAIEDH	106	0.69	1'630'000	0.60	1'358'333	0.110	0.055	11344	5672
faïdh-khechem	389	2.54	4'840'000	0.60	4'033'333	0.089	0.044	9217	4609
khec-besseriani	227	1.48	2'970'000	0.60	2'475'000	0.094	0.047	9708	4854
bess-kraïma	122	0.79	1'770'000	0.60	1'475'000	0.104	0.052	10778	5389
k-sidi abdallah	59	0.38	996'000	0.60	830'000	0.121	0.061	12534	6267
sidi_pk11	57	0.37	942'000	0.60	785'000	0.117	0.059	12159	6079
sidi-pk14	46	0.30	790'000	0.60	658'333	0.122	0.061	12625	6312
pk14-RSE14	4	0.00		0.60	0		0.000	0	0
PK14-RSEPK10	15	0.10	310'000	0.60	258'333	0.143	0.072	14862	7431
f4 ter-bc4	99	0.65	1'500'000	0.60	1'250'000	0.108	0.054	11186	5593
bc2-bc3	28	0.18	511'000	0.60	425'833	0.130	0.065	13421	6710
bc3-bc4	64	0.42	1'090'000	0.60	908'333	0.122	0.061	12662	6331
bc4-menaker	190	1.24	2'520'000	0.60	2'100'000	0.095	0.047	9821	4911
mena-lessouda	104	0.68	1'560'000	0.60	1'300'000	0.107	0.054	11086	5543
lessou-faidh1	38	0.25	679'000	0.60	565'833	0.128	0.064	13231	6616
faïdh1-faidh2	45	0.30	802'000	0.60	668'333	0.126	0.063	13094	6547
faïdh2-khechem	103	0.67	1'540'000	0.60	1'283'333	0.107	0.053	11075	5537
khech-tlil	87	0.57	1'360'000	0.60	1'133'333	0.112	0.056	11571	5785
tlil-besseriani	38	0.25	679'000	0.60	565'833	0.128	0.064	13231	6616
besserian-kraïma	70	0.46	1'170'000	0.60	975'000	0.120	0.060	12399	6200
kraïm-sidi abdallah	53	0.34	900'000	0.60	750'000	0.122	0.061	12643	6322
sidi abd-pk11	147	0.96	2'040'000	0.60	1'700'000	0.099	0.050	10269	5135
La Batie	15	0.10	305'000	0.60	254'167	0.149	0.074	15406	7703
Fond.Chouch	38	0.25	676'000	0.60	563'333	0.126	0.063	13020	6510
H.Lif	21	0.14	404'000	0.60	336'667	0.137	0.069	14220	7110
Boumhel	11	0.00		0.60	0		0.000	0	0
B Cédria Nou	21	0.14	404'000	0.60	336'667	0.139	0.070	14429	7214
B Cédria Anc	21	0.13	384'000	0.60	320'000	0.134	0.067	13860	6930
Sidi Abdallah	44	0.29	765'000	0.60	637'500	0.125	0.062	12911	6456
Manoubia H	16	0.10	307'000	0.60	255'833	0.141	0.070	14556	7278
Manoubia B	47	0.30	784'000	0.60	653'333	0.121	0.060	12483	6241
Mathildeville	11	0.00	0	0.60	0		0.000	0	0
B.Kassaa 72	39	0.25	678'000	0.60	565'000	0.125	0.062	12934	6467
A.BK 81	20	0.00	0	0.60	0		0.000	0	0
N.BK 81	69	0.45	1'200'000	0.60	1'000'000	0.124	0.062	12828	6414
G.E.Goulla	39	0.26	702'000	0.60	585'000	0.128	0.064	13269	6634
Manoubia Anc	18	0.12	356'000	0.60	296'667	0.141	0.071	14638	7319
Manoubia Nou	67	0.43	1'120'000	0.60	933'333	0.120	0.060	12460	6230
Université	15	0.00	0	0.60	0		0.000	0	0
Ariana	39	0.25	676'000	0.60	563'333	0.125	0.062	12913	6456
Amilcar	17	0.11	335'000	0.60	279'167	0.139	0.070	14443	7222
Carthage	57	0.37	953'000	0.60	794'167	0.119	0.060	12368	6184
Sidi Rahal	124	0.81	1'820'000	0.60	1'516'667	0.105	0.053	10887	5444
Raoued	13	0.00		0.60	0		0.0		
R.Tabia1190	34	0.00		0.60	0		0.0		
R.Tabia1250	17	0.00		0.60	0		0.0		
Belvédère	34	0.00		0.60	0		0.0		
Totale		35.65			65'698'333				
						TND	EUR		
					coûts moyens de production:	0.103	0.052		