

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mohamed khider –Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie civil et d'Hydraulique

Référence :/2020



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم الهندسة المدنية و الري
المرجع...../2020

Mémoire de Master

Filière : Hydraulique

Spécialité : Hydraulique Urbaine

Thème

**Optimisation et transition énergétique application
Champ Captant de 'Khenizane'**

Nom et Prénom de l'étudiant :

Noui Mohamed Aimen

Encadreur :

Bouziane Mohamed Tewfik

Année universitaire : 2019 – 2020

Remerciements

*Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à mon promoteur **Pr. Bouziane M Toufik**, au département d'hydraulique. Je le remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.*

Je remercie très spécialement à tous les professeurs, et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté à me rencontrer et répondre à mes questions durant mes recherches.

À tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

(Aïmen Noui)

DEDICACE

A ma Chère Mère

*Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour
Exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as
Cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance
Et même à l'âge adulte.*

*Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et
T'accorder santé, longue vie et bonheur.*

A mon Père

*Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour,
L'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu
Pour vous.*

A mes Frères et ma sœur

A tous les gens m'aiment et collègues

*A tout le staff du département de génie civil et
hydraulique*

*A tous les enseignants et enseignantes qui ont
contribué à ma formation.*

(Aïmen Noui)

Résumé

Le transfert d'eau de la ville de Tolga souffre de deux problèmes, l'un technique et l'autre économique, des groupes travaillant dans des zones de mauvais rendement et une facture trop excessive d'énergie électrique, le modèle énergétique actuel, basé sur la consommation des ressources limitées, ne pourra fonctionner indéfiniment. Nous devons engager une transition énergétique vers la sobriété et l'utilisation des énergies renouvelables.

ABSTRACT

The transfer of water to the city of Tolga suffers from two problems, one technical and the other economic, groups working in areas of poor performance and an excessive electricity bill, the current energy model, based on consumption of limited resources, will not function indefinitely. We must initiate an energy transition towards sobriety and the use of renewable energies.

TABLE DES MATIERES

DEDICACES	i
REMERCIEMENTS	ii
LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES	iii
RESUME	iv
ABSTRACT	iii
Résumé	iii
LISTES DES FIGURES.....	7
INTRODUCTION GENERALE.....	1
I.1 Introduction.....	3
I.2. Programme national.....	3
I.3. Perspectives d'investissement.....	5
I.4. Cadre juridique et mesures incitatives	6
I.5. Mesures d'incitation et d'encouragement	8
I.6. Autres mesures incitatives	8
I.7. La tarification de l'électricité en Algérie	9
I.7.1. Introduction	9
I.7.2 LES PRINCIPES DE LA TARIFICATION DE L'ELECTRICITE.....	9
I.7.3. Présentation du système tarifaire de l'électricité.....	10
I.7.3.1. Structure générale des tarifs	10
I.7.4. Les périodes tarifaires	12
I.7.4.1. Postes Horaires	12
I.7.4.2. Courbe de charge quotidienne.....	12
I.7.4.3. Périodes tarifaires	13
I.7.4.4. Présentation des tarifs.....	14
I.7.5. Calcule des pertes à vide et en charge	16
I.7.6. Le polynôme tarifaire	17
I.8. CONCLUSION.....	17
Introduction	18
II.1. Le choix des pompes dans le cas d'un système d'AEP à réservoir de tête.....	18
II.2. Le choix des pompes dans le cas d'un système à contre réservoir	21
II.3. Détermination de la ligne d'influence	21
Cas de pointe plus incendie	21
Cas de pointe	21
R.....	22
II.4. Les modes de couplage des pompes	23
II.4.1. Couplage en série	23
II.4.2. Couplage en parallèle.....	23
II.5. La surpression.....	24
II.6. Courbe caractéristique d'une canalisation de refoulement	24
II.6.1. Choix du diamètre de la canalisation de refoulement	24
II.6.2. Hauteur manométrique d'élévation.....	26
II.6.3. Courbe caractéristique d'une canalisation de refoulement	18

II.7. Point de fonctionnement d'une pompe centrifuge en service sur un réseau de canalisation donné	19
II.7.1. Le point de fonctionnement	19
II.7.1.1. (H – Q) pompe	19
II.7.1.2. (Hc – Q) réseau	20
II.7.2. Une pompe débitant sur une conduite unique	21
II.7.3. La canalisation de refoulement est appelée à assurer en un de ses points K, un débit q :	22
II.8. Conclusion	22
Introduction	24
III.1 Facteur de puissance	24
III.2 Inconvénients d'un mauvais $\cos \varphi$	24
III.3 Problématique de l'énergie réactive au milieu industriel	24
III.4 Compensation de l'énergie réactive	25
III.5 Choix de la localisation	25
III.6 Avantages et inconvénients de la localisation	26
III.7 Choix du type de compensation	27
III.8. Compensation d'énergie réactive en présence d'harmoniques	27
III.9 Compensateur statique de puissance	27
III.9.1. Principe	27
III.9.2. Batteries de condensateurs	28
III.9.2.1. Généralités	28
III.9.2.2. Les batteries comportent aussi certaines limitations	28
III.9.2.3. Problème économique	28
III.10 Conclusion	29
Introduction	30
I.1. Données des Forages	30
I.2. Factures des Forage en (DA) : An 2019	31
I.3. Etat actuel de la tarification des forages	31
I.4. FORMULE TARIFAIRE GENERALE	32
I.5. CALCUL DES TARIFS POUR LES DIFFERENTS CODE	32
I.5.1. Exemple : Forage « KZ1 »	32
I.5.2. Exemple : Forage « KZ2 »	33
I.5.3. Exemple : Forage « KZ4 »	33
I.5.4. Exemple : Forage « KZ6 »	33
I.5.5. Exemple : Forage « KZ7 »	34
I.5.6. Exemple : Forage « KZ8 »	34
I.5.7. Exemple : Forage « KZ9 »	35
I.5.8. Exemple : « TARIFS DES FORAGES EN FONCTION DES CODES »	36
Conclusion	36
Introduction	38
II .1 Calcul de la Hmt	38
II .2. Calcul de la hauteur géométrique Hg	38
II.3. Calcul des pertes de charge	39
II.4. Calcul des « Hmt » de chaque pompe du forage	41
Conclusion	41

Introduction	Erreur ! Signet non défini.
III.1. Points de fonctionnement des pompes	55
III.2. Interprétations.....	56
III.3. Le rognage	57
III.4. Résultat de l'optimisation.....	59
III.5. Compensation de l'énergie réactive	60
III.6. Transition énergétique de champ captant	62
III.6.1. Besoin énergétique journalier	64
III.6.2. Estimation des pertes d'énergie	65
III.6.3. Totaliser le besoin et les pertes CA. Et CC.....	65
III.6.4. La capacité de charge journalière requise	65
III.6.5. Intensité nominale de courant	66
III.6.6. Caractéristiques des modules choisis.....	66
Conclusion.....	66
Conclusion générale	67
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	ii

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Valeurs normalisées de la PMD (en KW) (spa 2016).....	11
Tableau 2 : Périodes tarifaires(spa 2016)	13
Tableau 3 : Domaine de tension et Tarifs (spa 2016).....	14
Tableau 4 : Descriptions des tarifs(spa 2016).....	15
Tableau 5 : Présentation des tarifs et leur prix (spa 2016).....	16
Tableau 6 : les puissances en fonction de type de pertes (spa 2016).....	16
Tableau 7 : Longueur équivalente de quelques singularités	27
Tableau 8 : Avantages et inconvénients de la localisation.....	26
Tableau 9 : Les Données des forages	30
Tableau 10 : Factures des forages en (Da), AN 2019	31
Tableau 11 : Perte de charge linéaire	40
Tableau 12 : Perte de charge de la colonne montant.....	41
Tableau 13 : Perte de charge singulière.....	41
Tableau 1 : Les caractéristiques actuelles des pompes installées.....	55
Tableau 2 : Caractéristiques des pompes optimisé	56
Tableau 3 : Les types des pompes.....	57
Tableau 4 : Caractéristiques des pompes optimiser après le rognage	58
Tableau 5 : Étude finance des codes de tarifs électrique.....	59
Tableau 6 : Résultat finance de l'optimisation	60
Tableau 7 : Amélioration du facteur de puissance et détermination de capacité de condensateur	61
Tableau 8 : Optimisation des tarifs dans les différents Seasons	63
Tableau 9 : Consommation journalière d'énergie des forages	65
Tableau 10 : Capacité de charge journalière requise des forages	65

LISTES DES FIGURES

Figure 1 : Phase du programme algérien des énergies renouvelables	5
Figure 2 : Objectifs de programme algérien des énergies renouvelables	6
Figure 3 : Le programme de développement des énergies renouvelables.....	6
Figure 4 : Courbe de charge quotidienne.....	13
Figure 5 : Profil d'une adduction par pompage.....	18
Figure 6 : Courbes caractéristiques de la pompe et du réseau	19
Figure 7 : Profil de la ligne d'influence	21
Figure 8 : Vue en plan de la ligne d'influence	22
Figure 9 : Couplage en série.....	23
Figure 10 : Couplage en parallèle	24
Figure 11 : Courbe caractéristique d'une canalisation de refoulement	18
Figure 12 : Caractéristique d'une canalisation de refoulement (hauteur géométrique d'élévation variable avec le débit)	19
Figure 13 : Courbe caractéristique de la pompe et courbe caractéristique du réseau.....	20
Figure 14 : Pompe en service sur une conduite unique.....	21
Figure 15 : Prélèvement en un point de la canalisation de refoulement.....	22
Figure 16Principe d'une phase du compensateur statique.....	28
Figure 17 : Principe d'une phase du compensateur statique.	28
Figure 18 :Vérification des tarifs forage «KZ1 »	32
Figure 19 : Vérification des tarifs forage «KZ2 »	33
Figure 20 : Vérification des tarifs forage «KZ4 »	33
Figure 21 : Vérification des tarifs forage «KZ6 »	33
Figure 22 : Vérification des tarifs forage «KZ7 »	34
Figure 23 : Vérification des tarifs forage «KZ8 »	35
Figure 24 : Vérification des tarifs forage «KZ9 »	35
Figure 25 : Tarifs des forages en fonction des codes	36
Figure 26 : Présentation de la hauteur géométrique	39
Figure 1 : Prix d'énergie électrique selon Seasons	64

INTRODUCTION GENERALE

La ville de Tolga est alimentée en eau potable à partir du champ captant externe de Khenizane comportant neuf (09) Forages tous équipés de pompes immergées (installation verticale) entraînés par des moteurs asynchrones triphasés.

Le fluide est aspiré axialement, sous l'effet de la rotation d'une roue, munie d'ailettes ou d'aubes, dans le corps de la pompe où il est accéléré radialement dans l'aube avant d'être refoulé.

Avant d'acheter une pompe et afin de la faire fonctionner dans les meilleures conditions et de ne pas risquer de l'endommager, il convient de faire attention, en plus du débit et de la hauteur manométrique totale de la pompe, de la puissance du moteur, du rendement de l'ensemble du groupe (pompe + moteur) et au point de fonctionnement.

Lors du choix du moteur, c'est la puissance absorbée par la pompe qui détermine la puissance délivrée par le moteur et donc aussi la puissance absorbée au réseau. Il faut donc prendre garde à ce que le moteur ait une puissance suffisante pour satisfaire toutes les situations de fonctionnement de l'installation.

L'alimentation des forages en électricité nécessite l'installation d'un poste de transformation et la gestion de ces clients est assurée par la direction de distribution de leur wilaya d'appartenance. Le contrat de fourniture est cosigné par l'Algérienne des eaux et la Direction de Distribution avant la mise en service du poste livraison.

Le contrat de fourniture est valable pour une durée de 05 ans à partir de sa date d'entrée en vigueur. Le client supporte les pertes d'énergie dont il est responsable dans les transformateurs et sur la ligne de raccordement. Ces pertes seront estimées forfaitairement et figureront dans le contrat de fourniture d'électricité si le compteur est installé en aval des transformateurs.

C'est une forme particulière de puissance mise en jeu par un réseau ou une installation possédant une capacité, elle est transformée par les machines électriques pour créer leurs propres champs électromagnétiques.

L'objectif de notre présente étude est l'optimisation de l'utilisation de l'énergie électrique dans les forages pour minimiser les couts de fonctionnement dans les systèmes de pompage déjà installés. Notre mémoire est subdivisé en deux grandes parties ; l'une théorique, comportant trois (03) chapitres, l'autre pratique comportant trois (03) chapitres.

INTRODUCTION GENERALE

Notre étude se termine par une conclusion générale et une synthèse où sont présentés l'essentiel des résultats, pour montrer que la transition énergétique est sans aucun doute un des plus grands défis de notre temps et nous ne pourrons l'atteindre que collectivement.

Chapitre I: Programme national de développement des énergies renouvelables et tarification de l'énergie électrique

I.1 Introduction

Le programme national de développement des énergies renouvelables vient d'être adopté par le gouvernement. En effet, l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique national constitue un enjeu majeur dans la perspective de préservation des ressources fossiles, de diversification des filières de production de l'électricité et de contribution au développement durable.

A la faveur du programme de développement des énergies renouvelables 2011-2030 adopté par le gouvernement en février 2011, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie.

Ce programme a connu une première phase consacrée à la réalisation de projets pilotes et de tests des différentes technologies disponibles, durant laquelle des éléments pertinents concernant les évolutions technologiques des filières considérées sont apparus sur la scène énergétique et ont conduit à la révision de ce programme.

Parmi ces éléments nouveaux, il convient de citer :

- Une meilleure connaissance du potentiel national en énergies renouvelables, notamment pour le solaire et l'éolien, suite aux études engagées.
- La baisse des coûts des filières photovoltaïque et éolienne qui s'affirment de plus en plus sur le marché pour constituer des filières viables à considérer.
- Les coûts encore élevés de la filière CSP (solaire thermique) induisant une croissance très lente du développement de ce marché à travers le monde.
- Le parachèvement d'une réglementation nationale cohérente et attractive en direction des investisseurs.

I.2. Programme national (portail.cder.dz/)

La révision du nouveau programme (2015-2030) porte ainsi, sur le développement du photovoltaïque et de l'éolien à grande échelle, sur l'introduction des filières de la biomasse

(valorisation des déchets), de la cogénération et de la géothermie, et également sur le report, à 2021, du développement du solaire thermique (CSP).

La consistance du programme en énergie renouvelables à réaliser pour les besoins du marché national sur la période 2015-2030 est de 22 000 **MW**, dont plus de 4500 **MW** seront réalisés d'ici 2020.

La répartition de ce programme par filière technologique, se présente comme suit :

- Solaire photovoltaïque : 13 575 **MW**
- Eolien : 5010 **MW**
- Solaire thermique : 2000 **MW**
- Biomasse : 1000 **MW**
- Cogénération : 400 **MW**
- Géothermie : 15 **MW**

La réalisation du programme permettra d'atteindre à l'horizon 2030 une part de renouvelables de près de 27% dans le bilan national de production d'électricité.

Le volume de gaz naturel épargné par les 22 000 **MW** en renouvelables, atteindra environ 300 milliards de m³, soit un volume équivalent à 8 fois la consommation nationale de l'année 2014.

Conformément à la réglementation en vigueur, la réalisation du programme est ouverte aux investisseurs du secteur public et privé nationaux et étrangers.

La mise en œuvre de ce programme bénéficie de l'apport substantiel et multiforme de l'Etat qui intervient notamment à travers le **Fonds National des Energies Renouvelables et Cogénération (FNERC)**, alimenté par un prélèvement de 1% de la redevance pétrolière.

Un mécanisme d'encouragement basé sur les tarifs d'achat garantis est mis en place par la réglementation. Ainsi, le producteur d'énergie renouvelable bénéficie de tarifs d'achat qui sont garantis pour une durée de 20 ans pour les installations en photovoltaïque et en éolien.

Les filières ne bénéficiant pas des tarifs d'achat garantis seront financées par le FNERC à hauteur de 50% à 90% du coût d'investissement selon la technologie et la filière retenues.

Les retombées de ce programme seront très significatives en termes de création d'emplois, d'industrialisation, de développement technologique et d'acquisition de savoir-faire, contribuant ainsi à la croissance et à la modernisation économique du pays ainsi qu'à la présentation de l'environnement.

I.3. Perspectives d'investissement

Les capacités en énergie renouvelables seront installées selon les spécificités de chaque région

- Région du Sud, pour l'hybridation des centrales existantes et l'alimentation des sites éparses compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions.
- Région des Haut Plateaux pour leur potentiel d'ensoleillement et de vent avec possibilité d'acquisition des terrains.
- Région du Littoral selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés.

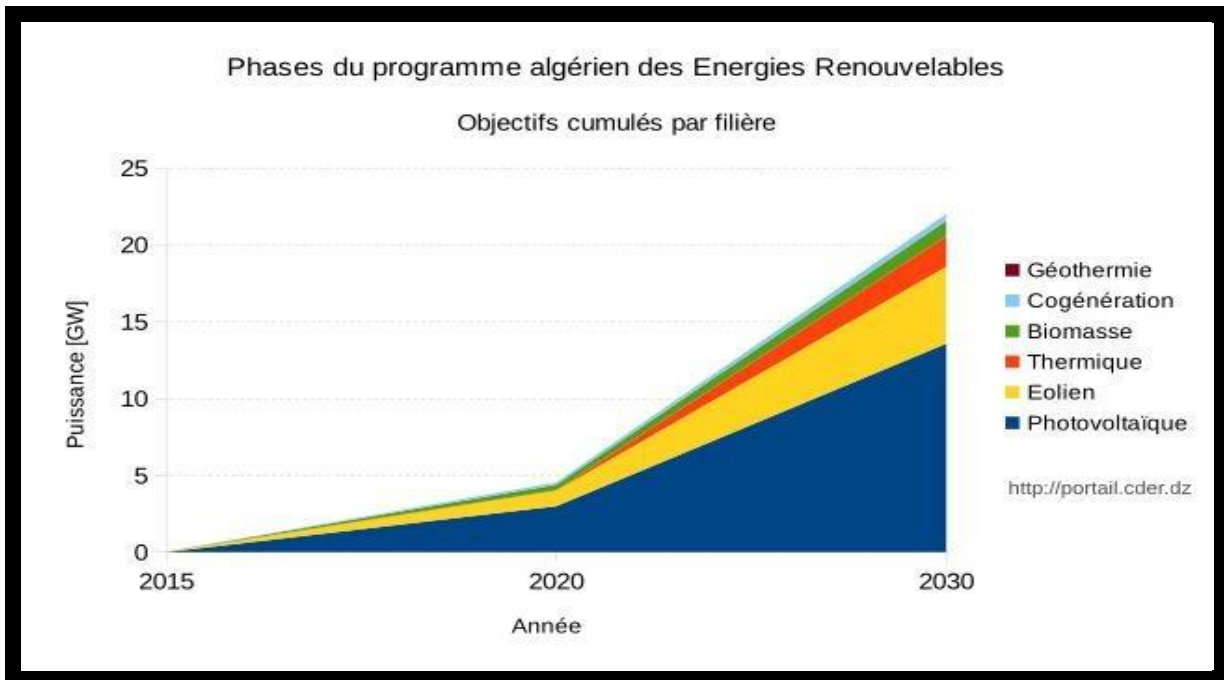


Figure 1 : Phase du programme algérien des énergies renouvelables

Les besoins complémentaires pour d'autres domaines d'application sont intégrés dans la capacité totale du photovoltaïque, tels que le résidentiel, l'agriculture, le pompage, les ressources en eau, l'industrie, l'éclairage public et les services.

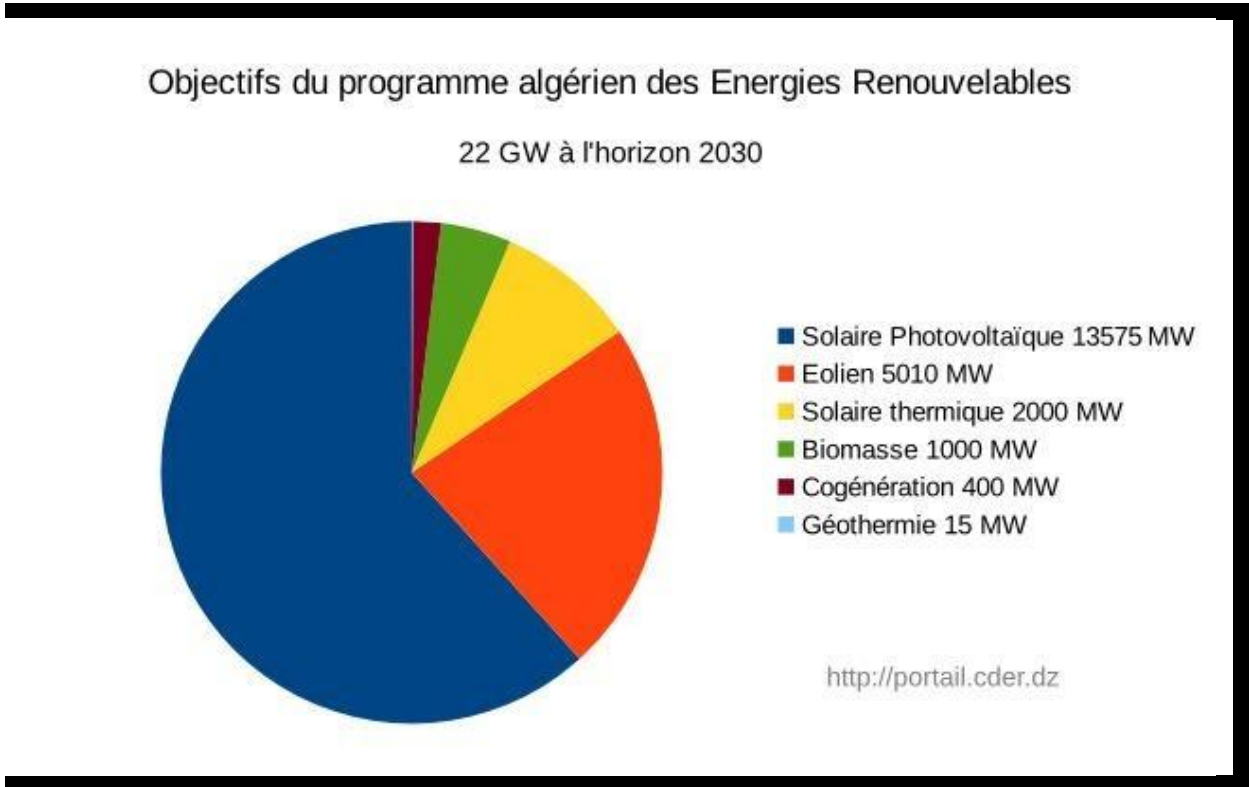


Figure 2 : Objectifs de programme algérien des énergies renouvelables

Le programme de développement des énergies renouvelables se présente comme suit :

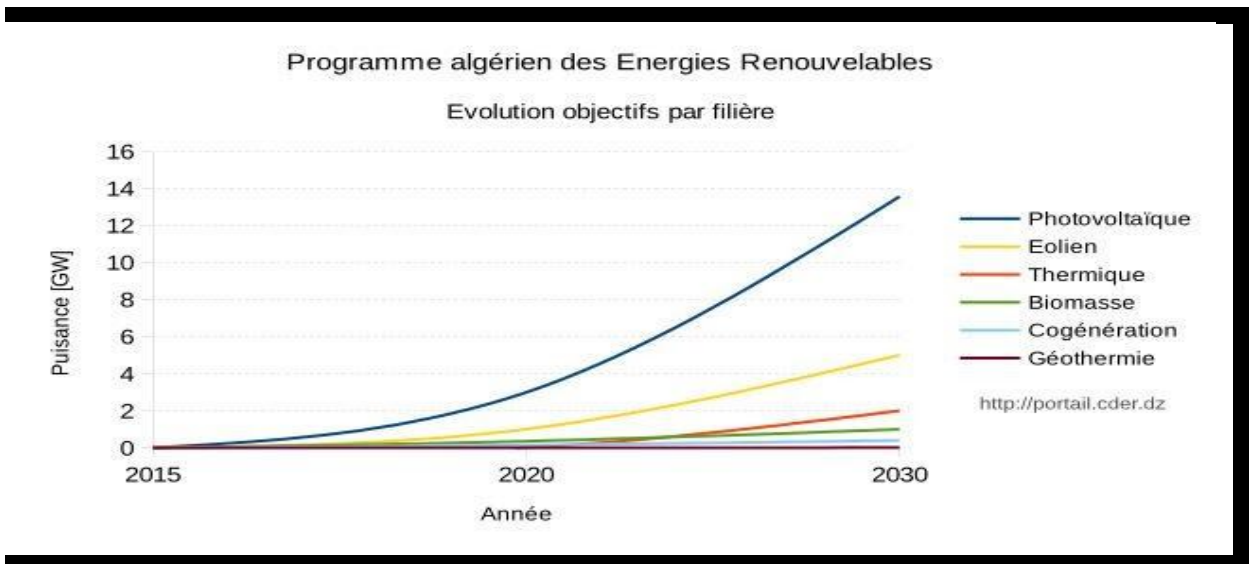


Figure 3 : Le programme de développement des énergies renouvelables

I.4. Cadre juridique et mesures incitatives

L'adoption du cadre juridique favorable à la promotion des énergies renouvelables et à la réalisation d'infrastructures y afférentes est défini principalement à travers les mesures ci-après :

Consciente de l'intérêt grandissant des énergies renouvelables et de leurs enjeux, l'Algérie a intégré leur développement dans sa politique énergétique par l'adoption d'un cadre juridique favorable à leur promotion et à la réalisation d'infrastructures y afférentes.

Le développement des énergies renouvelables est encadré par un ensemble de textes législatifs :

- **La loi N° 99-09 du 28 juillet 1999** : relative à la maîtrise de l'énergie.
- **La loi N° 02-01 du 5 février 2002** : relative à l'électricité et la distribution publique du gaz par canalisations.
- **La loi N° 04-09 du 14 août 2004** : relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.
- **La loi N° 11-11 du 18 juillet 2011** : portant loi de finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le **Fond National pour les Energies Renouvelable et la Cogénération (FNERC)** de 0.5% à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de cogénération.
- **Décret exécutif N° 11-423 du 08 décembre 2011** : fixant les modalités de fonctionnement du compte d'affectation spécial n° 302-131 intitulé "**Fonds National pour les Energies Renouvelables et la Cogénération**".
- **Décret exécutif N° 13-218 du juin 2013** : fixant les conditions d'octroi des primes au titre des coûts de diversification de la production d'électricité.
- **Décret exécutif N° 13-424 du 18 décembre 2013** : modifiant et complétant le décret exécutif N° 05-495 du 26 décembre 2005 relatif à l'audit énergétique des établissements grands consommateurs d'énergie.
- **Arrêtés ministériels du 02 février 2014** : fixant les tarifs d'achat garantis pour la production d'électricité à partir d'installations utilisant la filière photovoltaïque et les conditions de leur application.

Arrêtés ministériels du 02 février 2014 : fixant les tarifs d'achat garantis pour la production

d'électricité à partir d'installations utilisant la filière éolienne et les conditions de leur application.

I.5. Mesures d'incitation et d'encouragement

Les porteurs de projets dans le domaine des énergies renouvelables déclarés auprès de l'ANDI peuvent bénéficier des avantages accordés par l'ordonnance 01-03 du 20 Août 2001 relative au développement de l'investissement.

Des avantages financiers, fiscaux et en matière de droits de douane peuvent être accordés pour les actions et projets qui concourent à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la promotion des énergies renouvelables.

En outre, ces actions et projets bénéficient des avantages prévus dans le cadre de la législation et la réglementation en matière de promotion des investissements et au bénéfice des activités déclarées prioritaires (loi N° 99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie).

De plus, la Loi N° 11-11 du 18 juillet 2011 portant loi finances complémentaire pour 2011 a relevé le niveau de la redevance pétrolière qui alimente essentiellement le Fonds National pour Energies Renouvelables de 0.5% à 1% et a étendu son champ d'application aux installations de Cogénération.

La réglementation en vigueur a également prévu un mécanisme d'encouragement basé sur les tarifs d'achat garantis, le producteur d'énergie renouvelable bénéficie ainsi de tarifs d'achat qui sont garantis pour une durée de 20 ans pour les installations en photovoltaïque et en éolien.

Outre le cadre général régissant le développement de l'investissement dont le régime spécifique de la convention peut être ouvert à la promotion des énergies renouvelables, le cadre juridique en vigueur prévoit des soutiens directs et indirects aux énergies renouvelables.

Aussi et afin d'encourager et soutenir les industriels dans la réalisation de ce programme, il est prévu, entre autres, la réduction des droits de douane et de la TVA à l'importation pour les composants, matières premières et produits semi-finis utilisés dans la fabrication des équipements en Algérie, dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique.

I.6. Autres mesures incitatives

La politique volontariste de l'Algérie, dans la réalisation du programme de développement des énergies renouvelables se fera à travers l'octroi de subventions pour couvrir les surcoûts qu'il induit sur le système électrique national.

Mise en place d'un **Fonds National de Maitrise de l'Energie (FNME)** pour assurer le financement de ces projets et octroyer des prêts non rémunérés et des garanties pour les emprunts effectués auprès des banques et des établissements financiers (loi N° 99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie).

I.7. La tarification de l'électricité en Algérie

I.7.1. Introduction

SONELGAZ est une entreprise qui s'est vu confier l'exercice le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'électricité, du transport et de la distribution du gaz. A ce titre, SONELGAZ doit concilier deux objectifs :

1. La recherche de l'efficacité économique : il s'agit de satisfaire la demande de sa clientèle au moindre coût, sous contrainte de qualité de service.
2. Le respect de ses contraintes budgétaires par un équilibre de son compte d'exploitation.

I.7.2 les principes de la tarification d'électricité

La tarification doit tenir compte de deux réalités :

* L'électricité est un bien non stockable, dont la demande varie selon le moment de la journée (et/ou l'année). Ceci oblige l'Entreprise à assurer à tout instant l'équilibre offre - demande. Elle investie alors dans les capacités supplémentaires pour faire face à des pics de demandes concentrés sur de brèves périodes. **(Cosob.org.2014)**

Ainsi, dans un souci d'efficacité, l'entreprise doit agir sur la demande et amener le client à étaler au maximum sa consommation d'énergie de façon à éviter des pointes trop marquées, trop coûteuses.

En renonçant à une unité supplémentaire d'énergie pendant les périodes les plus chargées, le client contribue à une minimisation des coûts pour l'entreprise et à satisfaire les besoins énergétiques des clients dont la consommation, pour des considérations d'usage, ne peut être déplacée. **(Rabah 1998)**

L'un des moyens pour atteindre cet objectif est le prix.

Dans cette optique, la tarification est bâtie sur la structure des coûts. Ces derniers sont en fonction du niveau de tension auquel est raccordé le client (la fourniture distribuée en basse tension exige un volume d'équipement plus important que celle livrée en haute tension, du fait des transformations supplémentaires qu'elle doit subir avant sa forme finale d'utilisation) et de la période de consommation

Pour chacun des niveaux de tension, on' a donc élaboré une série de tarifs présentés sous forme d'options, reflétant les coûts des kilowattheures desservis pendant telle ou telle période de la journée et orientant par la même le choix des consommateurs.

Le tarif le plus avantageux pour le client correspond au coût minimal pour la collectivité.

L'intérêt du consommateur étant d'optimiser sa facture son choix devra porter sur celui qui, à la fois l'avantage le mieux et minimise les coûts pour la collectivité. De par les gains que cela lui procure, et dans la limite de ses usages, il cherchera à effectuer des reports de consommations sur les heures les moins chargées.

Ainsi parce que le tarif incite le consommateur à utiliser ses équipements électriques du mieux de l'intérêt général. Il assure la cohérence entre la recherche de l'efficacité au niveau individuel et au niveau national. **(Rabah 1998)**

C'est sur la base de ces principes (reflets des coûts /simplicité des tarifs incitative) le système tarifaire actuel de SONALGAZ a été élaboré et contient un nombre limité de tarifs.

Deux pour la haute tension quatre pour la moyenne tension et quatre pour la basse tension

(Cosob.org.2014)

I.7.3. Présentation du système tarifaire de l'électricité

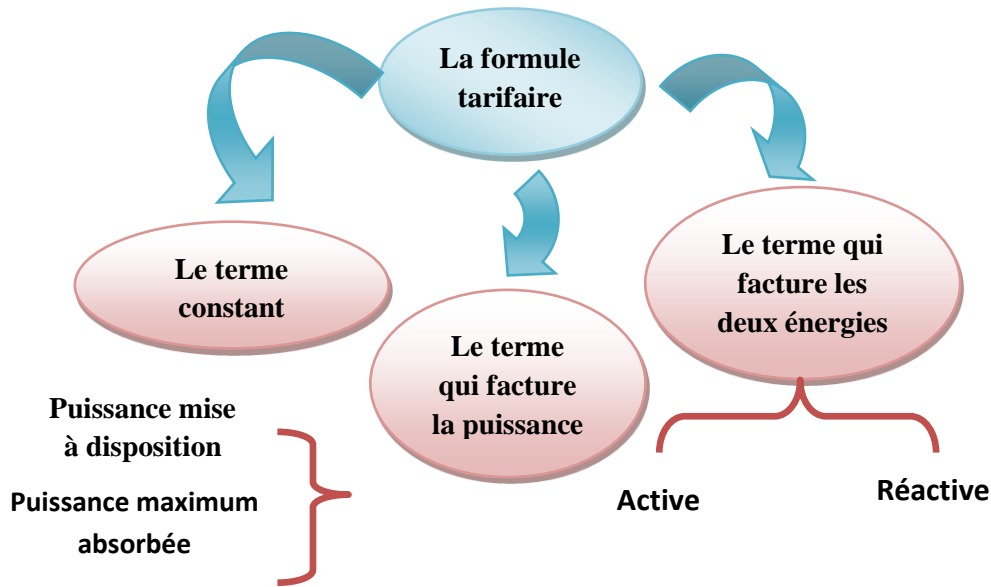
I.7.3.1. Structure générale des tarifs

La structure de la tarification est un polynôme comportant un terme constant, un terme relatif à l'énergie et un autre à la puissance. Cette structure sert à calculer le montant de la facture électricité en hors taxes.

La structure de tarification est caractérisée par :

- ▶ La minimisation des coûts de l'énergie électrique
- ▶ La modulation des prix de l'énergie selon les heures de son utilisation pour assurer une égalité de traitement de tous les clients d'un même niveau de tension
- ▶ L'incitation à l'effacement aux heures chargées de la journée en offrant plusieurs tarifs (rationaliser l'utilisation de l'énergie). **(spa 2016)**

L'expression de la formule tarifaire est schématisée par :



Le terme constant :

Il concerne les frais mensuels liés à la gestion des clients (techniques et commerciales).

La puissance Mise à Disposition (PMD) :

Réservée par la Société de Distribution de l'Electricité et du Gaz du Centre au client en vertu d'un accord qu'il peut appeler selon ses besoins, à son gré et à tout moment (son unité de mesure est le kW). Elle est choisie par le client, en général avec le conseil de la Direction Commerciale et Marketing parmi les puissances normalisées, contractée pour une durée de 10 ans.(spa 2016)

Tableau 1 : Valeurs normalisées de la PMD (en KW) (spa 2016)

Valeurs de PMD		
50	3000	35 000
80	3500	40 000
120	4500	45 000
320	5000	50 000
500	7500	60 000
750	10 000	70 000
1000	15 000	80 000
1500	20 000	90 000
2000	25 000	100 000
2500	30 000	

La Puissance Maximum Appelée (PMA) :

Elle est dite puissance absorbée ou atteinte. C'est le maximum de puissance demandée par le client durant le mois de facturation. La PMA ne doit pas dépasser la PMD.

L'énergie active : c'est l'énergie consommée par [postes horaires](#) durant un mois de facturation.

Facturation de L'énergie réactive : L'excédent d'énergie réactive causant des perturbations dans le réseau, la consommation d'énergie réactive donne lieu à une bonification si le rapport énergie réactive sur énergie active est inférieur à 50% et à un malus dans le cas contraire.

I.7.4. Les périodes tarifaires

I.7.4.1. Postes Horaires

Les prix de l'énergie sont différenciés selon les heures d'utilisation. Les heures de la journée ont été regroupées en 3 postes horaires, de manière à ce que les conditions de couverture de la charge soient identiques à l'intérieur d'un même poste.

On distingue trois postes horaires définis sur la base de l'heure l'égale comme suit.

Pointe : Tous les jours de l'année de 17h à 21h (correspond aux heures les plus chargées).

Heures pleines : Tous les jours de l'année de 6h à 17h et de 21h à 22h30 (heures moyennement chargées)

Heures creuses : Tous les jours de l'année de 22h30 à 6h (heures faiblement chargées). (spa 2016)

I.7.4.2. Courbe de charge quotidienne

En réalité la consommation de l'énergie électrique n'est pas statique, elle varie selon le besoin instantané d'où par la représentation, on aura recours à des courbes de charge montrant l'évolution de la demande au cours de la journée.

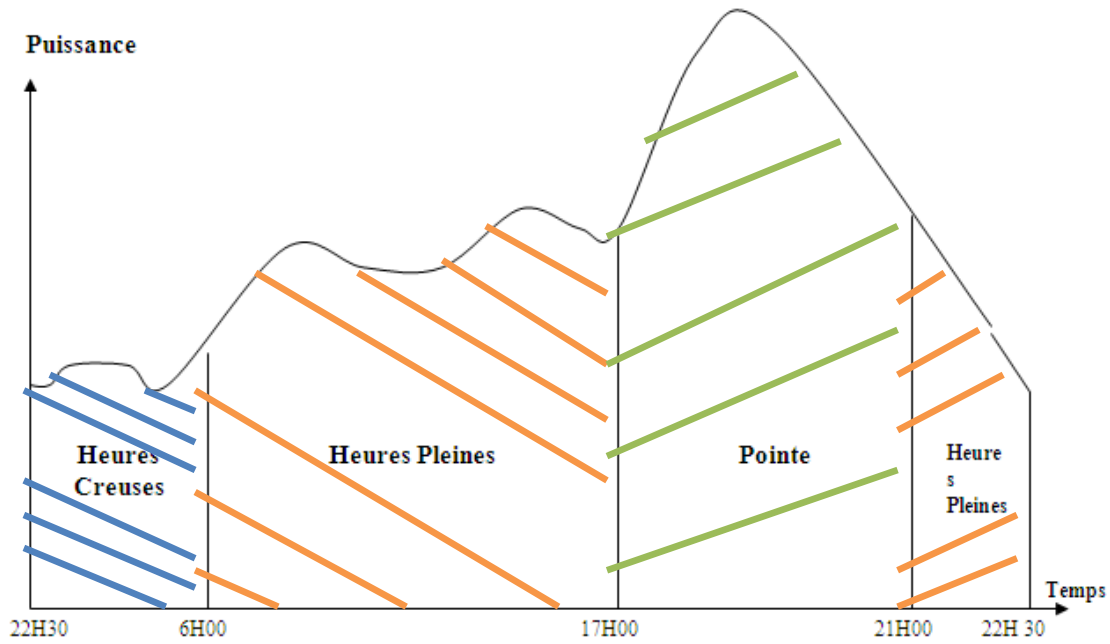


Figure 4 : Courbe de charge quotidienne

I.7.4.3. Périodes tarifaires

Aux différents postes horaires définis ci-dessus, correspondent, selon le tarif, six périodes tarifaires (pointe, heures pleines, heures creuses, hors pointe, jour, poste unique).

La différenciation des prix de l'énergie selon les six périodes tarifaires donne lieu à quatre types de tarifs. (spa 2016)

Tableau 2 : Périodes tarifaires(spa 2016)

Triple tarif	Heures creuses (22h 30 → 6h) (7h 30/jour)	Heures pleines (6h → 17h) (21h → 22h30)	Heures pointes (17h → 21h) (4h/jour)
Double tarif	Heures hors pointe (21h → 17h) (20h/jour)		Heures pointe (17h → 21h) (4h/jour)
Double tarif	Nuit (22h 30 → 6h) (7h 30/jour)	Jour (6h → 22h 30) (16h 30 /jour)	
Simple tarif Unique	Poste unique (24h/jour)		

I.7.4.4. Présentation des tarifs

Les tarifs d'électricité actuellement en vigueur sont classés en trois séries ou chaque série regroupe les tarifs propres à un niveau de tension auquel le client est raccordé.

- * **Tarifs série 30** : abonnés Haute Tension.
- * **Tarifs série 40** : abonnés Moyenne Tension.
- * **Tarifs série 50** : abonnés Basse Tension.(spa 2016)

Domaines de tension	Courant alternatif (volt efficace)	Tarifs	Série de tarif
HTB (Haute Tension)	60KV, 90KV, 220 KV	31,32	30
HTA (Moyenne Tension)	5,5Kv, 10KV, 22KV, 30KV	41, 42, 43, 44	40
BTB	500V < U ≤ 1Kv	51, 52, 53, 54	50
BTA	50 V < U ≤ 500v ou (220V et 400V)		

Tableau 3: Domaine de tension et Tarifs (spa 2016)

TARIFS	DESCRIPTIONS
HAUTE TENSION.	
31	3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses)
32	1 - seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés à très longues utilisations de la Puissance mise à disposition.
MOYENNE TENSION.	
41	3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses).
42	2 - Périodes Tarifaires (Pointe. Hors Pointe).
43	2 - Périodes Tarifaires (Jour. Nuit).
44	1 - seule Période Tarifaire (Poste Unique).

BASSE TENSION.

51	3 - Périodes Tarifaires (Pointe. Heures Pleines. Heures Creuses).
52	2 - Périodes Tarifaires (Pointe. Hors Pointe).
53	2 - Périodes Tarifaires (Jour. Nuit).
54 – 1	1 seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés ménages consommant moins de 500 kWh/an.
54 – 2	1 seule Période Tarifaire (Poste Unique). Abonnés ménages et non ménages consommant plus de 500 kWh/an.

Tableau 4 : Descriptions des tarifs(sp.a 2016)

ELECTRICITE							
Code Tarif	Redevance Fixe (DA/Mois)	PMD	MPA	Energie Active		Energie réactive (CDA/Kvarh)	
		DA/KW/Mois		(CDA / kWh)		Malus	Bonus
31	505413.28	37.93	189.46	Pointe	660.85	31.01	6.20
				Pleine	136.62		
				Nuit	59.03		
32	505413.28	100.94	505.38	Unique	136.94	31.01	6.20
41	38673.35	25,85	116,15	Pointe	872,02	45,53	9,11
				Pleine	193,76		
				Nuit	102,40		
42	515,65	38,70	180,58	Pointe	872,02	45,53	9,11
				Hors Pointe	180,64		
43	515,65	38,70	154.56	Nuit	102,40	45,53	9,11
				Jour	428,30		
44	515 ,65	38,70	180,58	Unique	375,62	45,53	9,11
51	286,44	29,85	...	Pointe	811.47
				Pleine	216.45		
				Nuit	120.50		

52	66,4	29,85	...	Pointe	811.47
				Hors Pointe	178.07		
53	66,4	14,81	...	Nuit	120.50
				Jour	486.98		
54	...	4,37	...	Unique	417,89

Tableau 5 : Présentation des tarifs et leur prix (spa 2016)

I.7.5. Calcule des pertes à vide et en charge

Les pertes à vide et en charge sont calculées en appliquant les coefficients respectifs pour chaque transformateur. Ces coefficients sont préalablement définis dans la police d'abonnement

Tableau 6 : les puissances en fonction de type de pertes(spa 2016)

Puissance	PERTES ACTIVES		PERTE REACTIVES	
	Avide en KWh/h	EN CHARGE %	Avide en KVAR h/h	EN CHARGE %
25	0,160	3,20	1,10	4,00
40	0,220	2,90	1,60	4,00
50	0,425	2,30	3,00	4,00
63	0,300	2,60	2,10	4,00
100	0,425	2,30	3,00	4,00
160	0,600	2,10	4,20	4,00
200	0,720	1,90	4,60	4,00
250	0,900	1,70	6,40	4,00
315	1,05	1,60	6,80	4,00
400	1,300	1,50	8,30	4,00
500	1,530	1,50	9,60	4,00
630	1,800	1,50	11,50	4,00

Tableau 6: les puissances en fonction de type de pertes (spa 2016)

I.7.6. Le polynôme tarifaire

$$R = a + c. P_c + d. P_a + \sum e_h.E_h + g. (W - r.E)$$

Où

R : Montant mensuel de la facture (DA/mois)

a : Redevance fixe (DA/ mois)

P_c : Puissance mise à disposition du client et qu'il peut appeler suivant ses besoins elle est exprimée en KW

P_a : Puissance maximale absorbée en cours de la période de facturation mesurée par un appareil indicateur de maximum avec remise à zéro à chaque relève. Elle est exprimée en KW.

C, d: Prix de facturation de la puissance mise à disposition et de la puissance maximale absorbée (DA/kW/mois).

E : énergie consommée au cours du mois (kWh/mois)

E_h : énergie consommée au cours du mois dans le poste horaire h ($E = \sum E_h$)

e_h : Prix de l'énergie par poste horaire h (cDA/kWh)

W : Energie réactive consommée au cours du mois (kVarh/mois)

g : Prix de l'énergie réactive (cDa/kVarh)

r : concerne la facturation de l'énergie réactive : valeur du rapport $\tan \varphi = W/E$ au delà duquel il y a majoration et en deçà bonification. On prend $r = 0,5$ ce qui correspond à un $\cos \varphi$ de 0,894.(spa 2016)

I.8. CONCLUSION

Dans le présent chapitre l'objectif assigné au système tarifaire est double :

1. Assurer les volumes de recettes imposés par les exigences du développement équilibré et de gestion saine de l'Entreprise.
2. Orienter le choix des consommateurs, en concordance avec les options nationales en matière de développement et de politique énergétique et inciter à la minimisation des coûts et à l'efficacité.

Les tarifs proposés reflètent la structure et le niveau des coûts, en faisant supporter à chaque catégorie de consommateurs les dépenses qu'elle occasionne à la collectivité. Les prix des fournitures ont été déterminés par un niveau de pression, de manière à ne répercuter les coûts de réseau qu'aux seuls clients concernés.

Les tarifs ne comportent aucune différenciation régionale, ceci conformément aux options du pays en matière de développement et équilibre des régions.

Introduction

Depuis les premiers âges de l'humanité l'homme transportait l'eau de sa source au lieu de consommation en usant de l'énergie physique ;(utilisation des bêtes), jusqu'à nos jours ou l'expression de transporter est remplacée par le refouler ; ce qui signifie l'apport d'une énergie propre à l'eau pour qu'elle se déplace sans autant d'effort physique.

Ce procédé est dit "le pompage " ; il consiste à donner pour l'eau de l'énergie cinétique par le biais de pompes pour qu'elle se transfère d'un point à un autre plus haut à travers des conduites en charge.

Le problème pratique que nous nous posons maintenant est de savoir comment se comportera cette pompe lorsqu'elle refoulera sur une conduite ou un réseau de conduite donné.

Pour pouvoir traiter ce problème, il nous faut, après avoir étudié les propriétés de la pompe considérée insolemment, étudier quelques propriétés de la conduite de refoulement ; il nous sera ensuite possible de traiter le problème complet du comportement d'une pompe sur une conduite ou un réseau de conduite donné.

Ceci nous conduit à définir et à établir la courbe caractéristique d'une canalisation de refoulement ; puis à examiner comment se comportera une pompe centrifuge refoulant sur un réseau plus ou moins complexe.

II.1. Le choix des pompes dans le cas d'un système d'AEP à réservoir de tête

Dans le cas d'un système à réservoir de tête le pompage ne concerne que la partie :
(Source – réservoir), dite l'adduction. **(Dupont, 1974)**

Les pompes assurant le refoulement doivent être choisies de telle façon qu'elles fournissent un débit (Q_{st}) et une charge calculée selon l'emplacement du réservoir. Supposant le profil ci-après :

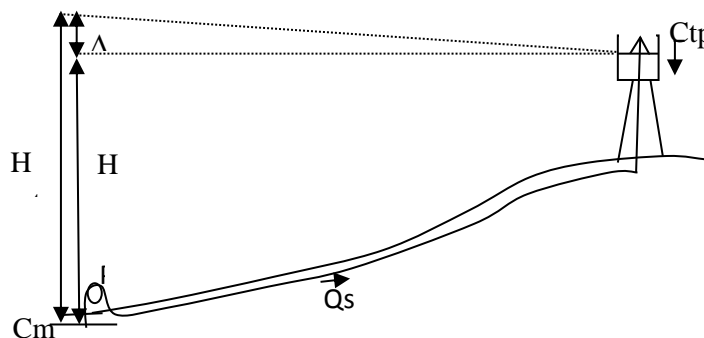


Figure 5 : Profil d'une adduction par pompage

Le calcul dans ce cas repose sur la formule suivante :

$$H_{mt} = H_g * \Delta H.$$

Avec :

H_g = la différence géométrique ; ou la hauteur réelle d'élevation (m).

ΔH = les pertes de charge en route qui doivent être compensées par la pompe ayant les deux paramètres principaux qui sont le débit de refoulement et la hauteur manométrique totale. A partir du catalogue des pompes ;(graphiques des plages de fonctionnement), on tire les coordonnées de(s) la pompe(s) adéquate (s), d'où on obtient la courbe caractéristique (H-Q) de la pompe Dans le même graphique on trace la courbe du réseau ($H_c - Q$), suivant la formule ci-après :

$$\Delta H = R L Q^2.$$

Où

R = résistance totale de la conduite,

L = longueur de la conduite (m),

Q = débit m³/s,

Pour avoir le graphe de la figure (6).

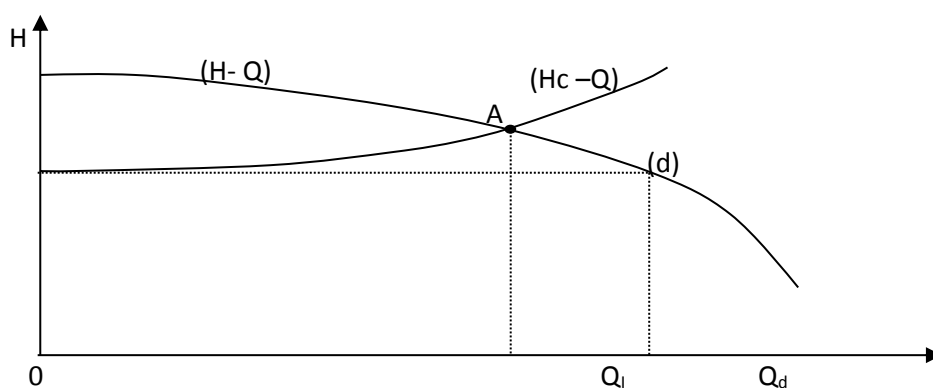


Figure 6 : Courbes caractéristiques de la pompe et du réseau

On appelle le point (A) est dit point de fonctionnement, il ne coïncide que rarement avec le point (d) ; ou la droite du débit demandé et celle de la hauteur existante se croisent.

Pour que la pompe puisse répondre aux exigences du réseau on doit translater le point (A) jusqu'au point (B) par des procédés dits les modes de réglages à savoir :

1- Si le débit demandé (Q_d) est inférieur à celui installé (Q_I) :

On doit soulever la courbe (Hc-Q) par :

- Réduction du temps de pompage,
- Le vannage,
- Introduction de l'air dans les conduites d'aspiration, mais dans ce cas il y a toujours un risque de cavitation.

Comme on peut baisser la courbe (H-Q) par le rognage de la roue.

2- Si le débit demandé (Q_d) est supérieur à celui installé (Q_I) :

On doit baisser le courbe (Hc-Q) par :

- Une diminution des singularités,
- Augmentation du diamètre de refoulement,

Si non on élève la courbe (Hc-Q) par augmentation du nombre de tours par minute de la roue

Dans le pire des cas on peut toujours choisir une autre pompe.

La puissance demandée par la pompe se calcule comme suit :

$$P_d = P_f / \mathfrak{R}.$$

Avec

P_d : puissance demandée (watt),

P_f : puissance fournie (watt),

\mathfrak{R} : rendement de la pompe (> 1),

En sachant que :

$$P_f = \omega Q_d H_d$$

($H_d = H_{mt}$).

II.2. Le choix des pompes dans le cas d'un système à contre réservoir

Le principe de calcul n'est pas différent du premier cas sauf que cette fois, la somme des pertes de charge représente :

- Les pertes de charge dans l'adduction.
- Les pertes de charge du point d'injection jusqu'au réservoir, en considérant le cas de transit. (Dupont, 1980)

II.3. Détermination de la ligne d'influence

La ligne d'influence représente l'alignement des points ayant les plus petites pressions dans le réseau.

Elle n'est définie bien sûr pour le système à contre réservoir et rien que dans le cas de pointe et le cas de pointe plus incendie.

Le sens physique de la ligne d'influence est l'intersection des lignes de charge provenant respectivement du réservoir et de la station de pompage, comme le montrent les figures ci-après :

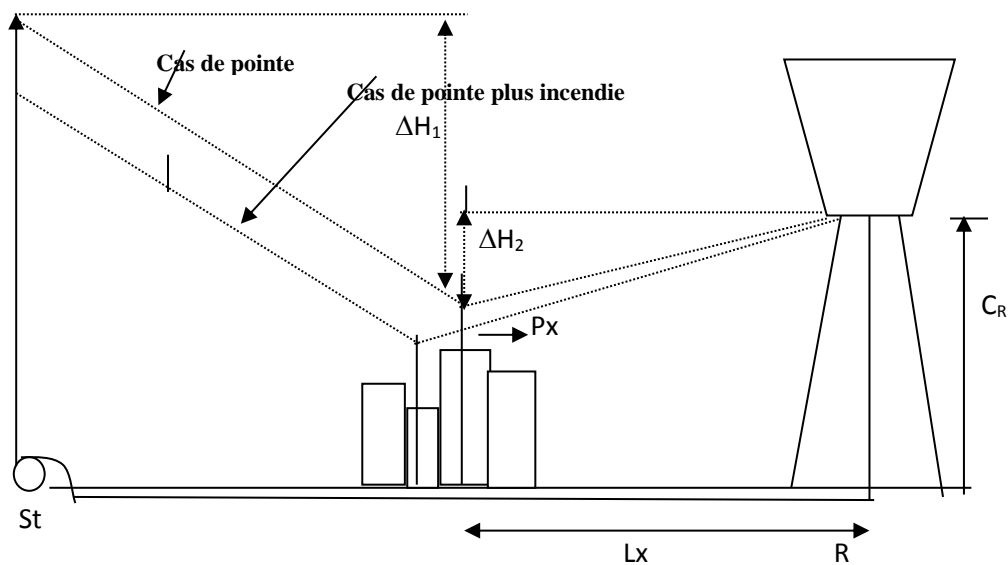


Figure 7 : Profil de la ligne d'influence

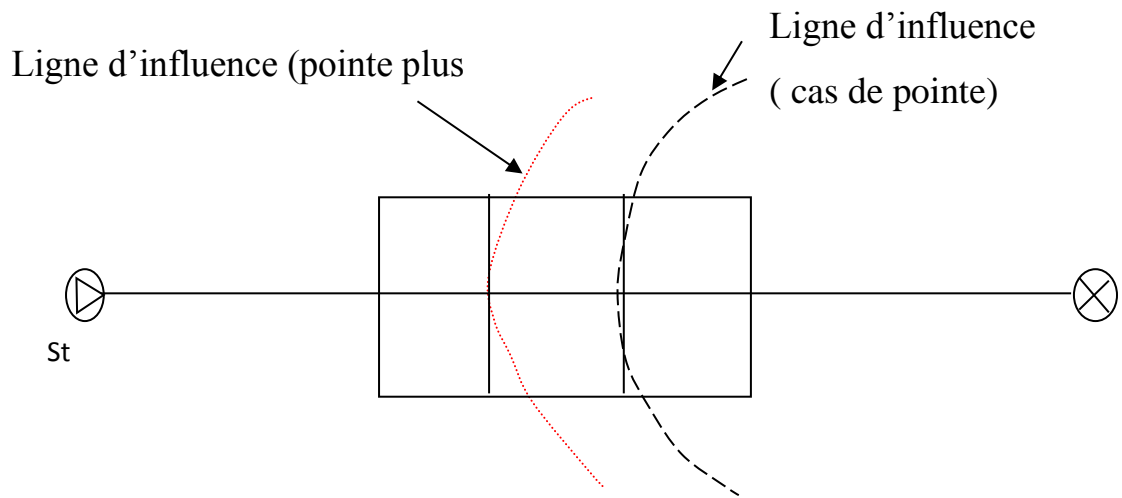


Figure 8: Vue en plan de la ligne d'influence

La localisation des points formant la ligne d'influence se fait selon les équations suivantes :

$$P_x = C_r - \Delta H_2$$

$$P_x = H_{mt} - \Delta H_1$$

La pression minimale (P_x) peut être déduite à partir des résultats du calcul hydraulique du réseau ce qui nous facilite la tâche pour la détermination de la situation exacte des points ayant cette dernière pression par rapport à la station de pompage ou par rapport au réservoir, en usant respectivement des formules :

$$\Delta H_1 = H_{mt} - P_x$$

$$\Delta H_2 = C_r - P_x$$

Une fois la perte de charge entre l'un des repères et le point considéré est déterminé, il ne reste qu'à déduire la distance qui les sépare,

$$\Delta H = (\Delta H - D_m) / r \quad \text{avec } r = 8\lambda / \pi 2g$$

II.4. Les modes de couplage des pompes

Dans la plupart des cas les stations de pompages et même les stations de surpression demandent plus d'une pompe à savoir deux, trois ou plus.

L'ensemble de pompes dans ces stations peut présenter l'un des deux modes de couplage suivants ou les deux à la fois.

II.4.1. Couplage en série

Dans ce cas les pompes sont placées sur la même conduite l'une après l'autre et le refoulement d'une pompe arrive à l'ouïe de celle d'après pour avoir au niveau de la sortie de la dernière une hauteur d'élévation égale à la somme des hauteurs de l'ensemble de la série, en gardant le débit sensiblement constant.

Ce mode est utilisé pour des hauteurs d'élévation importantes ou des hauteurs d'élévation variables dans le temps.

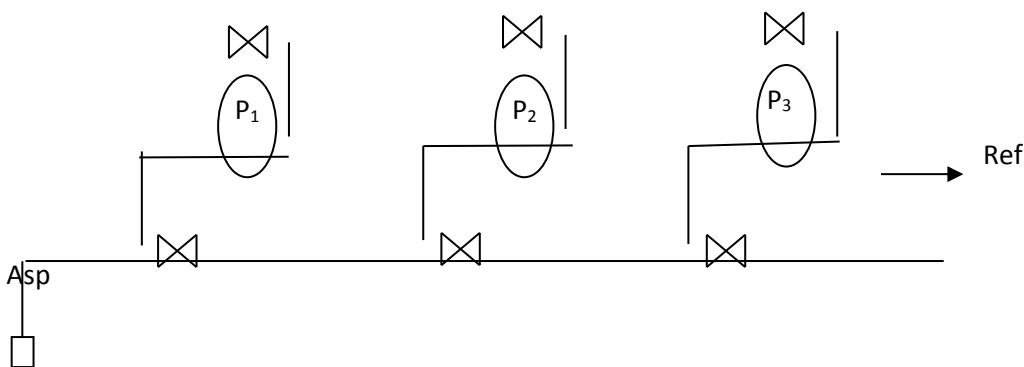


Figure 9 : Couplage en série

II.4.2. Couplage en parallèle

Dans ce cas les pompes n'ont aucune communication entre elles, ce qu'elles ont de commun est ce qu'elles refoulent dans la même conduite avec des débits pas forcements égaux de l'une à l'autre ce qui fait que le débit de la conduite de refoulement est égal à la somme des débits refoulés par l'ensemble des pompes en parallèle.

Il est recommandé que toutes les pompes aient la même hauteur d'élévation.

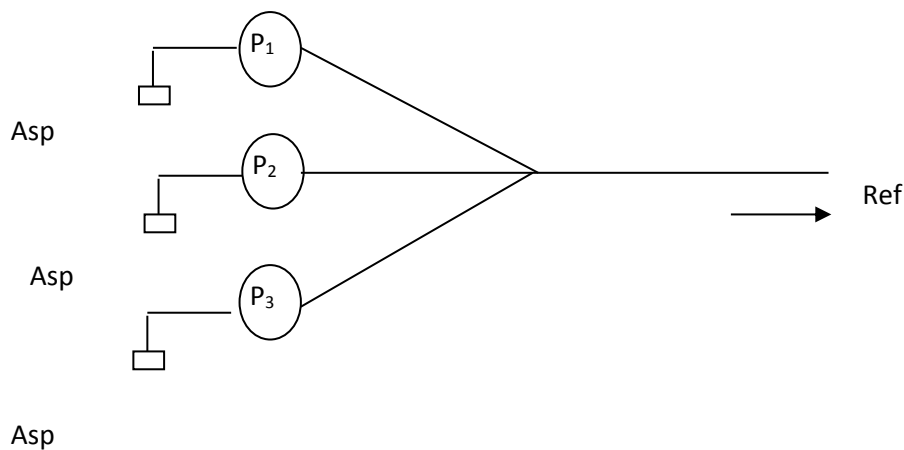


Figure 10 : Couplage en parallèle

II.5. La surpression

Dans certains cas où les réseaux sont très importants et en ayant des immeubles hauts elle se révèle une chute de pression aux niveaux des points les plus défavorables (les plus hauts, les plus loin...).

Pour remédier à ce problème on utilise la surpression pour compenser le déficit en termes de hauteur d'eau. Le surpresseur est un ensemble de pompes couplées entre elles en série ou en parallèle dans le but d'avoir une pression compensatrice.

Les surpresseurs sont généralement utilisés pour :

- Les grands immeubles (réseaux verticaux) ;
- Les industries demandant de grandes pressions ;
- Les réseaux à injection directe. **(Dupont, 1974)**

II.6. Courbe caractéristique d'une canalisation de refoulement

II.6.1. Choix du diamètre de la canalisation de refoulement

Pour élever le débit Q à la hauteur géométrique H donnée, on peut à priori, donner à la canalisation un diamètre quelconque car en faisant varier la puissance du groupe élévatoire, on peut toujours obtenir le débit Q imposé dans un tuyau de diamètre donné.

- On adopte un grand diamètre : le prix P_c de canalisation sera élevé, par contre j sera réduit (réduite (j : perte de charge) et la puissance du groupe élévatoire sera faible ; on économisera donc sur le prix P_g du groupe et sur le prix P_e de l'énergie nécessaire au pompage.

Si au contraire on adopte un petit diamètre, P_c est plus faible mais P_g et P_e sont plus élevés.

Il y a donc intérêt à choisir le diamètre qui permettra d'obtenir le prix de revient minimal de l'ensemble de l'installation en exploitation (par exemple le prix du m³ d'eau élevé compte tenu de l'amortissement de la canalisation et du groupe élévatoire de la consommation d'énergie) en fonction du diamètre D et on annule la dérivée de ce prix par rapport à D .

Nous donnerons deux exemples d'un tel calcul

- l'un établi par Bresse
- l'autre dû à MM. Koch et Vuibert.

A- Formule de Bresse :

$$D = 1,5 \sqrt{Q}$$

Avec :

Q : débit en m³/s

D : diamètre en m

On remarque que cette formule est simple et qu'elle est encore utilisée de nos jours pour une évaluation rapide. (**Dupont, 1974**)

B- Formule de Koch et Vuibert :

Pour un pompage continu :

$$D = 1,547 \left(\frac{e}{f}\right)^{0,154} Q^{0,46}$$

Pour un pompage de 10 heures sur 24

$$D = 1,35 \left(\frac{e}{f}\right)^{0,154} Q^{0,46}$$

Avec :

D : diamètre en m

Q : débit en m³/s

e : prix du Kwh

f : Prix du Kg de fonte

II.6.2. Hauteur manométrique d'élévation

Nous soulignons simplement la nécessité de choisir convenablement, c'est à dire sans optimisme ou pessimisme exagéré, la valeur convenable des coefficients des formules adoptées qui traduisent l'influence de la rugosité des parois des canalisations, étant entendu que s'il convient de tabler sur la rugosité existant après plusieurs années de service, il faut éviter de tomber dans l'excès inverse consistant à majorer de façon inconsidérée les pertes de charge dans la canalisation de refoulement.

Le tableau.III.1 ci- après, donne quelques indications pratiques sur l'importance des pertes de charge « accessoires » créées par les divers appareils pouvant être intercalés sur les conduites (les pertes de charge j sont exprimées en longueur équivalente de canalisation rectilignes de même diamètre).

Ces chiffres ne sont, bien entendu, que des ordres de grandeur. La perte de charge dans un accessoire de robinetterie dépend essentiellement de sa forme, de son fini d'exécution et de facteurs de détail variant avec chaque constructeur.

Tableau 7: Longueur équivalente de quelques singularités

	Longueur équivalente
Coude au $\frac{1}{4}$:	
- rayon moyen du coude = D (diamètre de la canalisation)	20 D
- rayon moyen du coude = 2 à 8 D	
- à angle droit	10 D
Raccord en T :	50 D
- dans la canalisation principale	
- dans la canalisation secondaire	4 m
- à une jonction de canalisation	8 m
Crépine et clapet de pied	15 m
Clapet de retenue	20 m
- sur canalisation horizontale	
- sur canalisation verticale	5 m
Vanne à passage direct complètement ouverte.	15 m
Robinet à soupape complètement ouvert	5 m

II.6.3. Courbe caractéristique d'une canalisation de refoulement

Connaissant les caractéristiques d'une canalisation équipant une pompe (longueur, diamètre, rugosité des parois) et des accessoires qui s'y trouvent intercalés, il est possible de calculer, pour différents débits Q possibles qui la traverse, la perte de charge totale J qui en résulte (pour l'ensemble de la canalisation d'aspiration et de la canalisation de refoulement).

On peut traduire ces résultats en traçant avec les axes de coordonnées (H, Q) la courbe correspondante $J = f(Q)$.

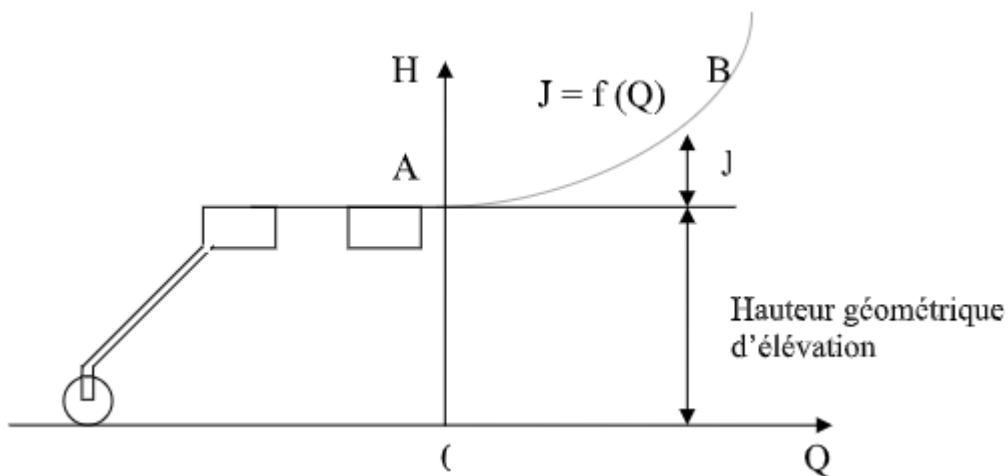


Figure 11: Courbe caractéristique d'une canalisation de refoulement

L'ordonnée à l'origine OA représente la hauteur géométrique d'élévation. Cette courbe constitue la courbe caractéristique ou « caractéristique » de la canalisation considérée. Si les hauteurs géométriques d'aspiration et de refoulement restent constantes en fonction du débit, on obtient une courbe AB dans l'ordonnée est en chaque point la somme de la hauteur géométrique d'élévation et de la perte de charge j .

Si la hauteur géométrique d'élévation varie avec le débit (cas, par exemple, d'un puits dans lequel le niveau de l'eau baisse quand augmente le débit pompé) la caractéristique de la canalisation sera la courbe AC dont l'ordonnée est en chaque point la somme de la hauteur variable d'élévation et de la perte de charge également variable j .

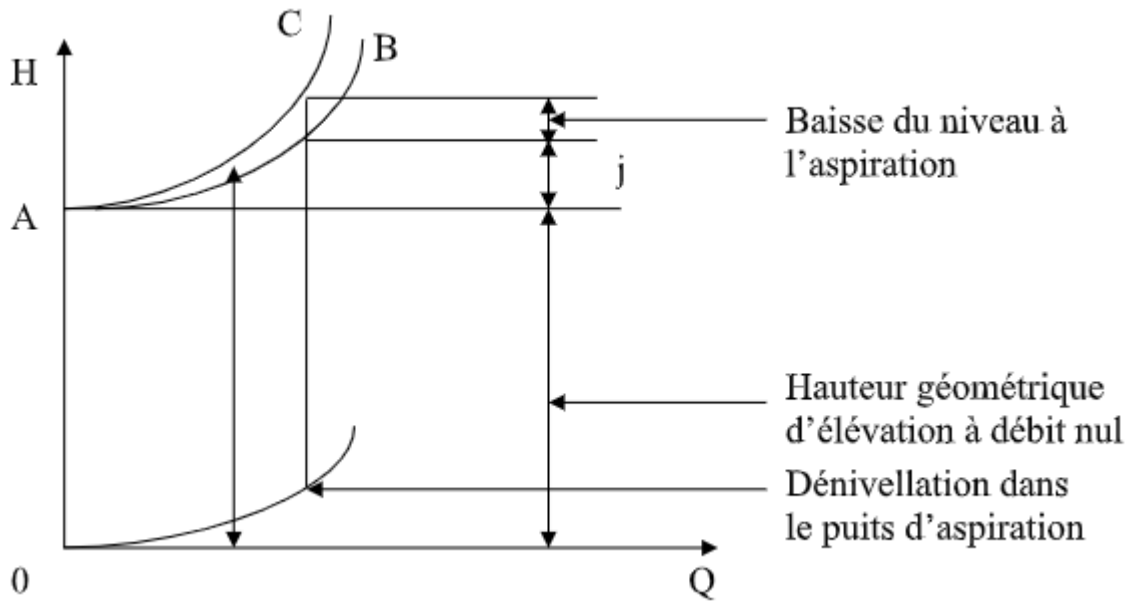


Figure 12: Caractéristique d'une canalisation de refoulement (hauteur géométrique d'élevation variable avec le débit)

II.7. Point de fonctionnement d'une pompe centrifuge en service sur un réseau de canalisation

II.7.1. Le point de fonctionnement

Le point de fonctionnement caractérise une pompe en fonctionnement.

Il est caractérisé par deux courbes essentielles.

- courbe caractéristique de la pompe ($H - Q$)
- courbe caractéristique du réseau ($H_c - Q$)

C'est l'intersection de ces deux courbes qui définit le point de fonctionnement installé.

II.7.1.1. ($H - Q$) pompe

Le choix de la pompe dépend de deux paramètres :

- la charge ; $H = H_g + \sum hp$
- le débit ; $Q = Q_{appelé}$

Donc pour le choix de la pompe, on prend un catalogue, on vérifie le type de la pompe dans les plages de fonctionnement.

Une fois qu'on a choisi le type de la pompe, on détermine les courbes caractéristiques de la pompe choisie.

II.7.1.2. ($H_c - Q$) réseau

On a vu précédemment comment on réalise la courbe caractéristique d'un réseau, cette dernière est déterminée d'après les courbes caractéristiques de la pompe choisie.

C'est à dire que la courbe ($H_c - Q$) est déterminée après la mise en service de la pompe sur ce réseau.

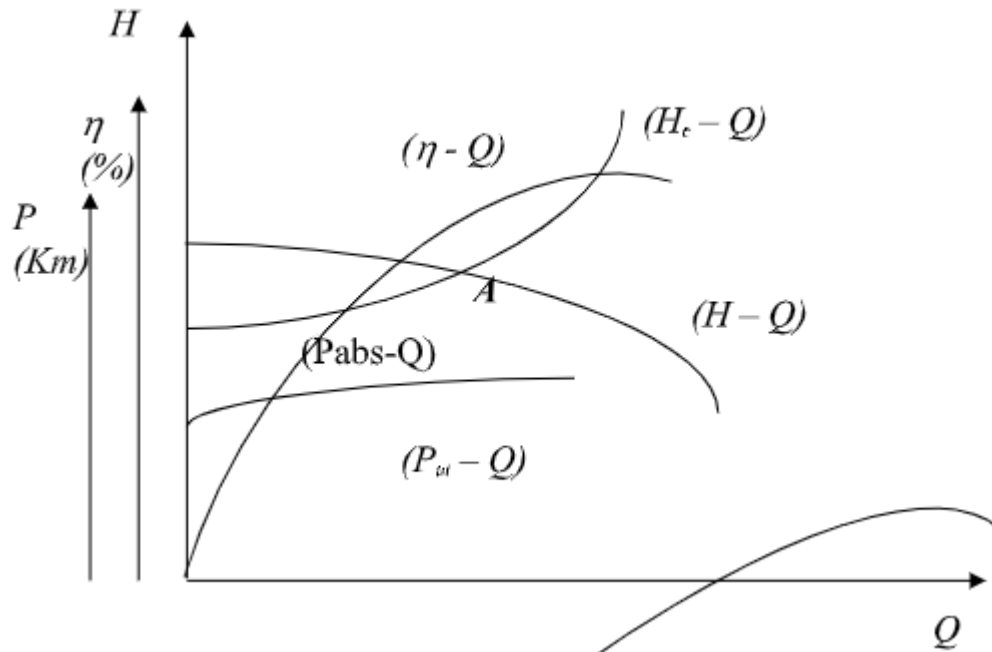


Figure 13: Courbe caractéristique de la pompe et courbe caractéristique du réseau.

Avec :

($H_c - Q$) : courbe caractéristique du réseau hauteur en fonction du débit

($H - Q$) : courbe caractéristique de la pompe hauteur en fonction du débit

($\eta - Q$) : rendement en fonction du débit

($P_{abs} - Q$) : puissance absorbée en fonction du débit

($P_u - Q$) : puissance utile en fonction du débit

A : le point de fonctionnement

II.7.2. Une pompe débitant sur une conduite unique

Soit, dans le système d'axe (H, Q) :

OA la hauteur géométrique d'élevation supposée constante (AB) la caractéristique de l'ensemble des canalisations d'aspiration et de refoulement (c) la caractéristique (H, Q) de la pompe à la vitesse N donnée (c) coupe (AB) au point M qui est le point de fonctionnement de la pompe sur la conduite donnée.

A la mise en route, la vanne de refoulement étant fermée, la pompe fonctionne en régime de barbotage sur la hauteur OE à débit nul. La différence AE contribue à mettre l'eau en vitesse au fur et à mesure qu'on ouvre la vanne de refoulement de la pompe. Le débit augmente et le point de fonctionnement passe successivement de e à M_1 , puis M_2 , M_3 , etc. ; correspondant aux courbes caractéristiques représentées en tiretés et résultant de l'ouverture progressive de la vanne. Le débit augmente donc tant que la hauteur nette fournie par la pompe est supérieure à celle exigée par la canalisation dont la vanne est grande ouverte, c'est à dire jusqu'au point M qui correspond à un régime stable car si, par exemple, le débit de la pompe augmentait au delà de celui correspondant au point M, la hauteur fournie par la pompe serait inférieure à celle absorbée par le réseau ce qui contribuerait à diminuer le débit. L'ordonnée du point M correspond à la pression créée par la pompe et permet donc de tracer la ligne des niveaux piézométriques MF le long de la canalisation de refoulement. (Lencastre 1995)

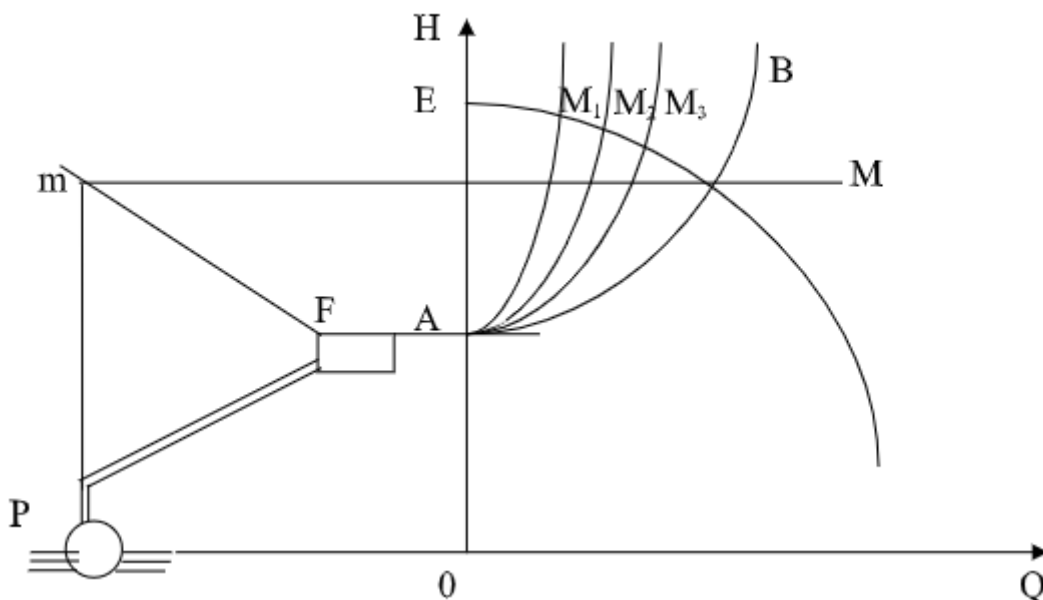


Figure 14: Pompe en service sur une conduite unique.

II.7.3. La canalisation de refoulement est appelée à assurer en un de ses points K, un débit q :

Il faut alors tracer les caractéristiques correspondant aux deux tronçons PK et KR de la canalisation de refoulement parcourus par des débits différents.

La première (PK) est tracée avec une ordonnée à l'origine OA correspondant à la hauteur géométrique d'élévation.

La seconde (KR) est tracée à partir d'une origine A' décalée de $AA' = q$ vers la droite puisque le tronçon correspondant est parcouru par un débit inférieur de q au débit du tronçon PK.

La courbe caractéristique de l'ensemble de la canalisation sera obtenue en ajoutant les pertes de charge des tronçons PK et KR qui sont disposés en série ; on obtient ainsi la courbe (PKR) qui coupe la courbe caractéristique de la pompe au point de fonctionnement M à partir duquel il est facile de tracer la ligne des niveaux piézométriques mtR .

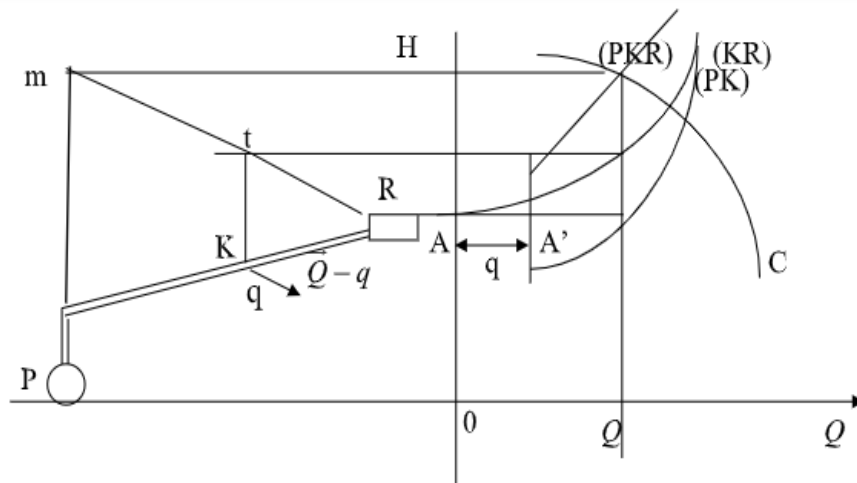


Figure 15: Prélèvement en un point de la canalisation de refoulement

II.8. Conclusion

Dans ce chapitre on a essayé de donner une idée sur la construction de la courbe caractéristique d'un réseau et la détermination du point de fonctionnement d'une pompe refoulant sur ce réseau.

Donc, ce qu'on conclut, c'est qu'avant de déterminer le point de fonctionnement d'une pompe refoulant sur une canalisation, il faut tout d'abord déterminer :

- a- Les courbes caractéristiques de la pompe utilisée (modèle réduit) au laboratoire et vérifier si ces caractéristiques (H , Q , n , P_{abs}) sont confondues à celles données par le constructeur.
- b- La courbe caractéristique de la canalisation de refoulement.

- c- Déterminer le bon fonctionnement de la pompe installée, la plage de bon fonctionnement dans de meilleures conditions, c'est à
- d- Dire à rendement meilleur, optimal, et surtout que le point de fonctionnement n'est pas dans la zone cavitationnelle.
- e- Afin d'éviter toute consommation excessive de l'énergie électrique et pouvoir assurer un fonctionnement sûr de la station de pompage efficace et sans le moindre arrêt.

Introduction

Tout système électrique utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive. Dans les processus industriels utilisant l'énergie électrique seule l'énergie active est transformée au sein de l'outil de production en énergie mécanique, thermique, lumineuse, etc... L'autre, l'énergie réactive sert notamment à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques (moteurs, autotransformateurs, etc...).

III.1 Facteur de puissance

Le facteur de puissance est égal par définition à :

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{\text{puissance active (kw)}}{\text{puissance apparente (kVA)}}$$

Si les courants et tension sont des signaux parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égale à $\cos\varphi$.

On utilise également la variable $\tan\varphi$. Dans les mêmes conditions, nous avons la relation :

$$\tan\varphi = \frac{Q}{P} = \frac{\text{puissance réactive (kvar)}}{\text{puissance active (kw)}}$$

L'objectif de la compensation d'énergie réactive est de réduire le courant appelé sur le réseau.

L'énergie réactive est fournie par des condensateurs, au plus près des charges inductives.

(Daniel, Delphine Garcia Gilabert, 2005)

III.2 Inconvénients d'un mauvais $\cos\varphi$

Pour une même puissance utile fournie par un appareil électrique, il faut transporter dans tous les circuits électriques une intensité d'autant plus grande que le $\cos\varphi$ est faible, cela

entraîne :

Une surcharge ou un surdimensionnement de l'installation. En effet, si le $\cos\varphi$ diminue, I (courant réellement transporté) augmente

Une augmentation du montant de la facture Sonelgaz. (Une consommation excessive d'énergie réactive peut également entraîner une majoration sous forme de pénalité du montant de la facture

III.3 Problématique de l'énergie réactive au milieu industriel

Les points négatifs de la circulation de cette énergie dite « improductive » sont nombreux.

- Surcharge de courant dans les transformateurs ;
- Câbles d'alimentation qui chauffent plus que de raison ;
- Pertes Joules supplémentaires ;

- Chutes de tension ;
- Obligation de payer des pénalités ;
- Baisse de la qualité générale de l'installation ;

Surdimensionnement obligatoire de l'installation. (**Daniel et al,2005**)

III.4 Compensation de l'énergie réactive

La meilleure solution consiste à installer des condensateurs en batterie le plus près possible des sources de production d'énergie réactive. Ces condensateurs vont faire baisser l'énergie réactive en améliorant le facteur de puissance (ou cosinus φ) des appareils.

Les batteries de condensateurs offrent une compensation de deux types : fixe ou automatique.

- La première est utilisée lorsque la puissance réactive est faible.
Les condensateurs peuvent être activés soit par interrupteur, soit par contacteur.
- Quant à la compensation automatique, elle se fait via un certain nombre de « gradins », correspondant chacun à une fraction du condensateur. En fonction de la puissance réactive à réguler, les gradins s'activent automatiquement.

L'énergie réactive est inhérente au courant alternatif, mais son utilisation peut être minorée grâce aux batteries de condensateurs. (**Legrand fascicule 1831**)

III.5 Choix de la localisation

- Compensation globale : La batterie est raccordée en tête d'installation et assure la compensation pour l'ensemble des charges. Elle convient lorsqu'on cherche essentiellement à supprimer les pénalités et soulager le poste de transformation.
- Compensation locale ou par secteurs : La batterie est installée en tête du secteur d'installation à compenser. Elle convient lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.
- Compensation individuelle : La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur inductif (moteur en particulier).

Elle est à envisager lorsque la puissance du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite. Cette compensation est techniquement idéale puisqu'elle produit l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée, et en quantité ajustée à la demande.

III.6 Avantages et inconvénients de la localisation

Tableau 8: Avantages et inconvénients de la localisation

	COMPENSATION GLOBALE	COMPENSATION PAR SECTEUR	COMPENSATION INDIVIDUELLE
AVANTAGES	<ul style="list-style-type: none"> • Suppression de la facturation d'énergie réactive • diminuer la puissance apparente en l'ajustant au besoin en puissance active de l'installation • Augmentation de la puissance disponible au secondaire du transformateur • Solution la plus économique 	<ul style="list-style-type: none"> • Suppression de la facturation d'énergie réactive • Réduction des pertes en ligne entre le transformateur et les TD secteur • Solution économique 	<ul style="list-style-type: none"> • Suppression de la facturation d'énergie réactive • Réduction des pertes sur toute la ligne entre le transformateur et la charge
INCONVENIENTS	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de réduction de pertes en ligne (chutes de tension pour les charges éloignées de la batterie de condensateurs) • Pas d'économies sur le dimensionnement des équipements électriques 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution généralement utilisée pour réseau usine très étendu 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution la plus onéreuse compte tenu de la multiplicité des installations

III.7 Choix du type de compensation

- Compensation fixe : On met en service l'ensemble de la batterie dans un fonctionnement « tout ou rien ».
La mise en service peut être manuelle (par disjoncteur ou interrupteur), semi-automatique (par contacteur), asservie aux bornes des moteurs.
Ce type de compensation est utilisé lorsque la puissance réactive est faible ($< 15\%$ de la puissance du transformateur) et la charge relativement stable.
- Compensation automatique ou en « gradins » : La batterie de condensateur est fractionnée en gradins, avec possibilité de mettre en service plus ou moins de gradins en général de façon automatique. Ce type de batterie est installé en tête de la distribution BT ou d'un secteur important. Cela permet une régulation pas à pas de l'énergie réactive. L'enclenchement et le déclenchement des gradins sont pilotés par un relais var métrique.

(Legrand fascicule 1831)

III.8. Compensation d'énergie réactive en présence d'harmoniques

Les équipements faisant appel à l'électronique de puissance (variateurs de vitesse, redresseurs, onduleurs, etc.), de plus en plus utilisés, sont responsables de la circulation de courants harmoniques dans les réseaux. Ces harmoniques perturbent le fonctionnement de nombreux dispositifs. En particulier, les condensateurs y sont extrêmement sensibles du fait que leur impédance décroît proportionnellement au rang des harmoniques présents.

Dans certaines circonstances, des phénomènes de résonance peuvent se produire entraînant une forte distorsion de tension et la surcharge des condensateurs.

Selon la puissance des générateurs d'harmoniques présents, différents types de condensateurs doivent être choisis, associés éventuellement à des inductances.

Pour les valeurs élevées de puissance des générateurs d'harmoniques, le traitement des harmoniques est en général nécessaire. **(Legrand fascicule 1831)**

Le dispositif approprié (filtre d'harmonique) remplit à la fois les fonctions de compensation d'énergie réactive et de filtrage des harmoniques.

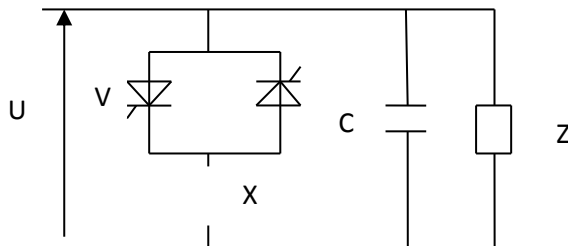
III.9 Compensateur statique de puissance

III.9.1. Principe

Les fluctuations de la puissance réactive absorbée par certains appareils provoquent des fluctuations de tension qui peuvent être très gênantes pour tous les usagers.

Les compensateurs statiques, constitués d'une batterie de condensateurs et d'un absorbeur à réactances avec réglage de courant par des valves à thyristors, sont capables d'atténuer ces fluctuations, même lorsqu'elles sont rapides comme dans le cas des fours à arcs.

Un schéma de principe est donné par la figure (1).



C : condensateur

X : réactance

U : tension du réseau

V : valve à thyristor

Z : charge

Figure 17: Principe d'une phase du compensateur statique.

III.9.2. Batteries de condensateurs

III.9.2.1. Généralités

Les batteries de condensateurs : sont actuellement le moyen le plus économique et le plus simple de production d'énergie réactive dans les installations industrielles aussi bien que dans le réseau public.

Les moteurs synchrones : peuvent également fournir de l'énergie réactive, mais leur fonction principale, la force motrice, n'est pas toujours compatible avec la demande instantanée de puissance réactive. Les compensateurs synchrones sont aujourd'hui délaissés malgré leurs mérites, parce qu'ils sont trop coûteux en investissement et en frais d'exploitation.

Les batteries présentent les avantages de tous les équipements statiques :

L'absence d'usure mécanique et un entretien réduit ;

De faibles pertes ;

Un faible volume et une installation facile (Schneider 2010)

III.9.2.2. Les batteries comportent aussi certaines limitations

La puissance réactive fournie n'est pas réglable simplement ;

La puissance réactive fournie varie avec la tension d'alimentation ;

La mise sous tension provoque un violent appel de courant ;

Si la fréquence de résonance avec l'inductance de la source est proche de celle d'un harmonique existant, cet harmonique est amplifié et peut devenir gênant ou dangereux.

III.9.2.3. Problème économique

La recherche de l'efficacité est un constant et il se trouve que cet objectif se traduit en matière d'énergie et de compensation par des tendances contradictoire :

Les industriels tendent à utiliser de plus en plus des variateurs électroniques de vitesse et à éliminer les convertisseurs rotatifs. Ou les variateurs mécaniques ; électromécaniques ou hydrauliques,

Le distributeur incite chaque utilisateur à faire en sorte que sa consommation soit aussi constante que possible, et le facteur de puissance $\cos\varphi$ aussi proche que possible de l'unité, en vue de rentabiliser les investissements en matériel de production, de transport et de distribution.

On observe donc simultanément les faits qui suivent :

Utilisation croissante de dispositifs à semi-conducteurs : Les avantages de ces dispositifs d'emploi (rendement, souplesse, fiabilité, coût réduit et facilité d'emploi) ont pour contrepartie certaines contraintes (consommation d'énergie réactive, création d'harmoniques) liées à leur principe. **(Schneider 2010)**

Incitation de plus en plus pressante de la part du distributeur en vue de diminuer la consommation de puissance réactive : elle se traduit par la nécessité, pour la moyenne des consommateurs, de doubler la compensation de puissance réactive par rapport à l'époque antérieure. En effet, en l'espace de deux ans tout au plus, la limite admissible de $\tan\varphi$ précisée dans tous les contrats est passé de 0.6 à 0.4, alors que beaucoup d'installations ont une consommation d'énergie réactive correspondant à une valeur de $\tan\varphi$ de l'ordre de 0.8 ($\cos\varphi = 0.78$). Ainsi, il suffisait auparavant de compenser 20% de la puissance active moyenne, alors qu'il faut maintenant en compenser plutôt 40% pour éviter la facturation d'énergie réactive.

III.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons étudié les moyens de compensation statique pour améliorer la stabilité de la consommation de puissance réactive et de la tension. L'objectif de la compensation d'énergie réactive est de réduire le courant appelé sur le réseau.

Partie Pratique

Introduction

Sur l'ensemble du système tarifaire et compte tenu du régime de fonctionnement de pompage des forages, nous allons faire un diagnostic détaillé des factures de la consommation électrique pour chaque forage

I.1. Données des Forages

NOM DE FORAGE	DATE DE REALISATION	PROF (m)	NS (m)	ND (m)	DEBIT (L/S)
KZ1	1996	300	150	130	18
KZ2	2002	300	150	130	10
KZ3	2002	250	150	120	15
KZ4	2002	300	150	130	12
KZ5	2002	300	150	130	12
KZ6	2006	300	150	130	14
KZ7	2015	300	150	130	15
KZ8	2015	350	170	130	15
KZ9	2019	300	130	100	16

Tableau 9: Les Données des forages
(Subdivision de l'hydraulique de Tolga)

I.2. Factures des Forage en (DA) : An 2019

FORAGE	JANVIER	FEVRIER	MARS	AVRIL	MAI	JUIN
KZ1	122438,78	108546,17	123789,48	115942,66	119544,70	111619,48
KZ2	87919,09	79872,07	84575,25	84871,76	86781,40	83798,90
KZ3	/	/	/	/	/	/
KZ4	115626,75	104954,34	118834,27	121501,68	123883,88	120188,60
KZ5	/	/	/	/	/	/
KZ6	131831,47	119492,10	130421,46	126557,55	129276,04	124399,03
KZ7	145939,81	132288,08	140360,64	139937,14	142979,43	138858,06
KZ8	137739,92	125242,46	137127,17	132125,39	135755,03	132455,84
KZ9	/	/	/	/	111224,25	123066,65

FORAGE	JUILLET	AOUT	SEPTEMBER	OCTOBER	NOVEMBER
KZ1	125012,34	130290,07	114099,80	93414,04	140890,77
KZ2	86241,18	89236,38	77231,89	85668,08	84300,76
KZ3	/	/	/	/	/
KZ4	124095,85	127910,74	110846,99	122947,89	61533,10
KZ5	/	/	/	/	/
KZ6	126774,15	130172,72	113454,66	125391,06	122946,39
KZ7	142785,84	146323,48	123676,23	136543,78	137944,83
KZ8	136566,02	140380,02	119760,04	/	131531,25
KZ9	126959,93	132668,31	109800,81	121856,93	123639,72

Tableau 10: Factures des forages en (Da), AN 2019

I.3. Etat actuel de la tarification des forages

FORAGE	TARIF
KZ1	42
KZ2	42
KZ3	42
KZ4	42
KZ5	42
KZ6	42
KZ7	42
KZ8	42
KZ9	42

I.4. FORMULE TARIFAIRE GENERALE

L'expression générale de la structure tarifaire est un polynôme comportant trois parties soit :

- Un terme constant
- Un terme qui facture la puissance
- Un terme qui facture l'énergie

$$R = a + c. Pc + d. Pa + \Sigma (eh. Eh + g. (W - r. E))$$

I.5. CALCUL DES TARIFS POUR LES DIFFERENTS CODE

I.5.1. Exemple : Forage « KZ1 »

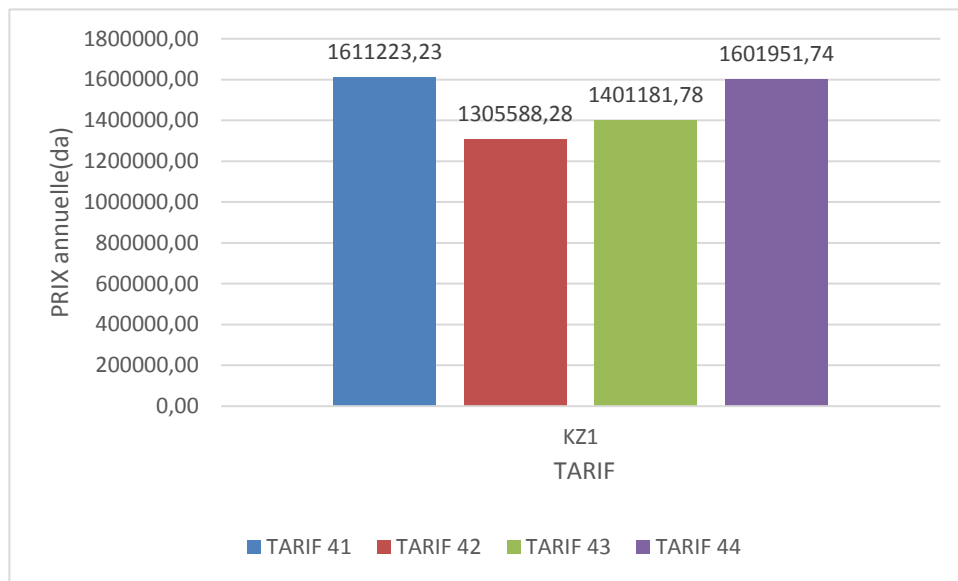


Figure 18: Vérification des tarifs forage «KZ1 »

De cette Figure 1 et après calcul ils s'avèrent que le TARIF E42 est le moins couteux.

I.5.2. Exemple : Forage « KZ2 »

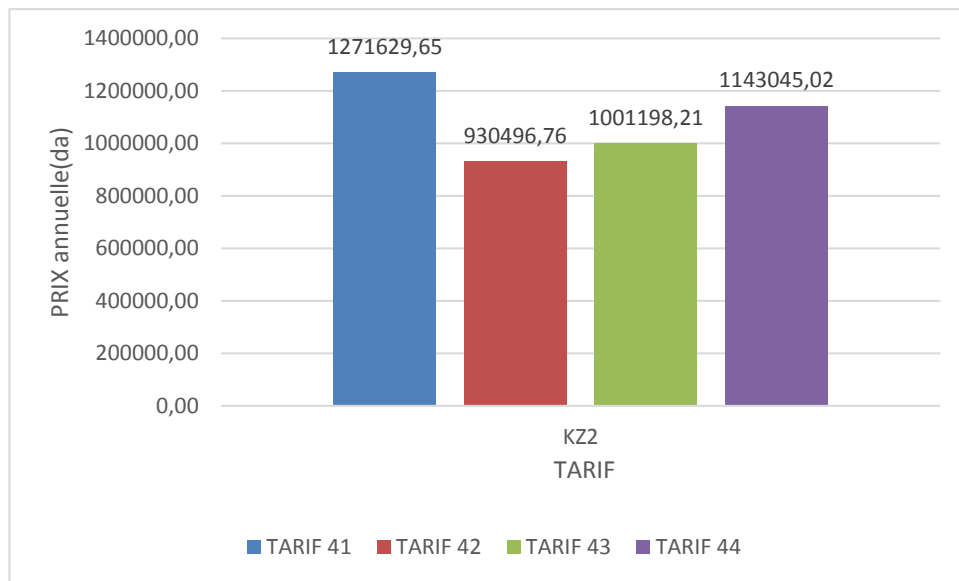


Figure 19: Vérification des tarifs forage «KZ2 »

I.5.3. Exemple : Forage « KZ4 »

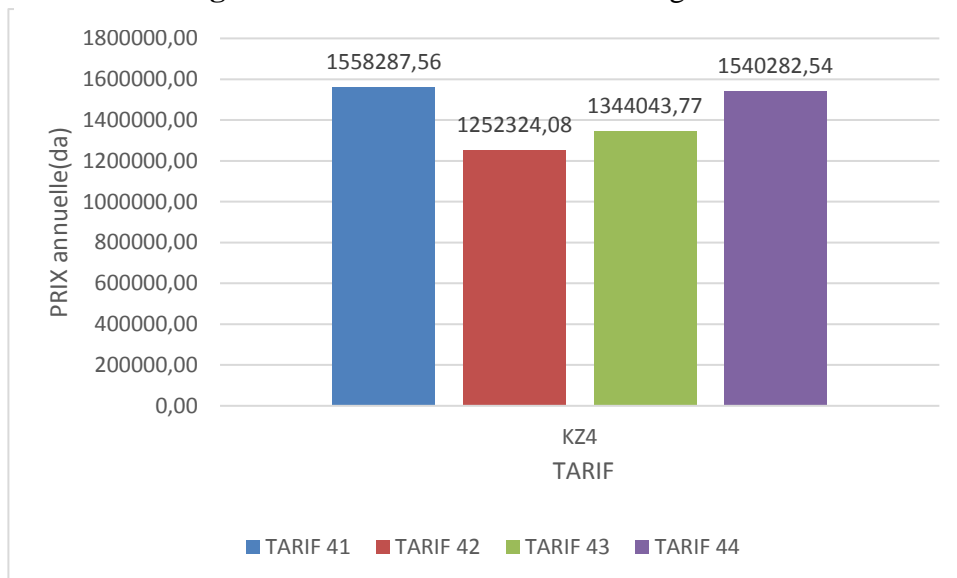
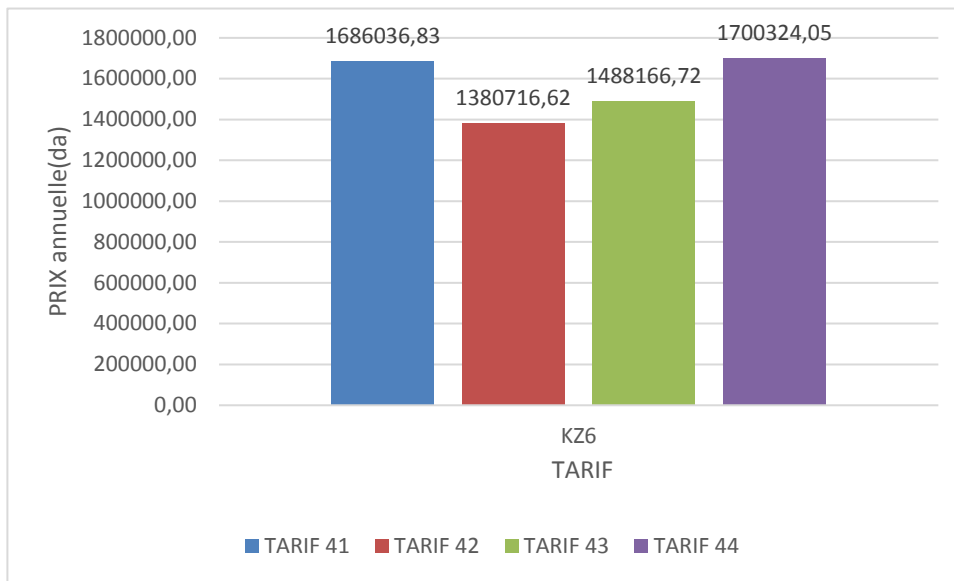


Figure 20: Vérification des tarifs forage «KZ4 »

I.5.4. Exemple : Forage « KZ6 »

Figure 21: Vérification des tarifs forage «KZ6 »



I.5.5. Exemple : Forage « KZ7 »

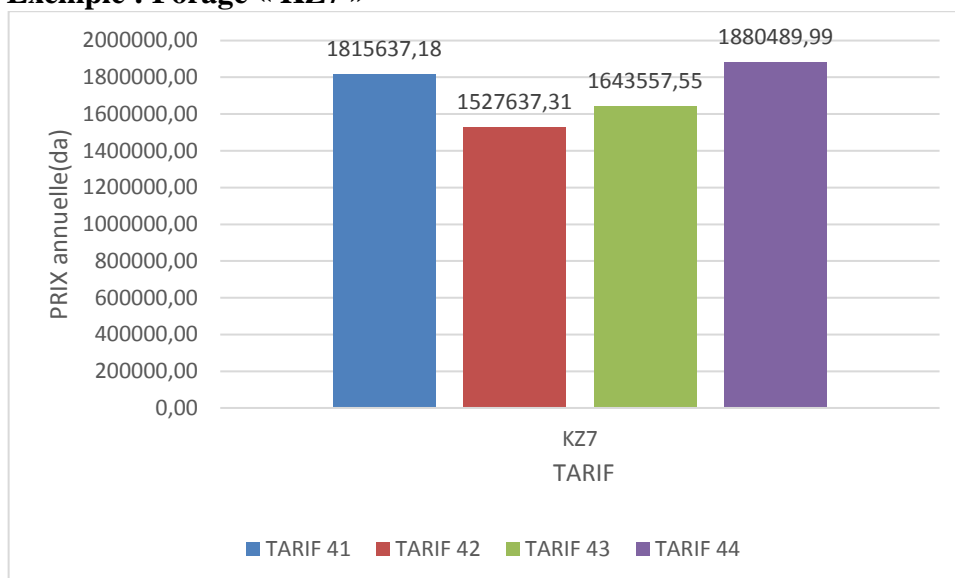


Figure 22: Vérification des tarifs forage «KZ7 »

I.5.6. Exemple : Forage « KZ8 »

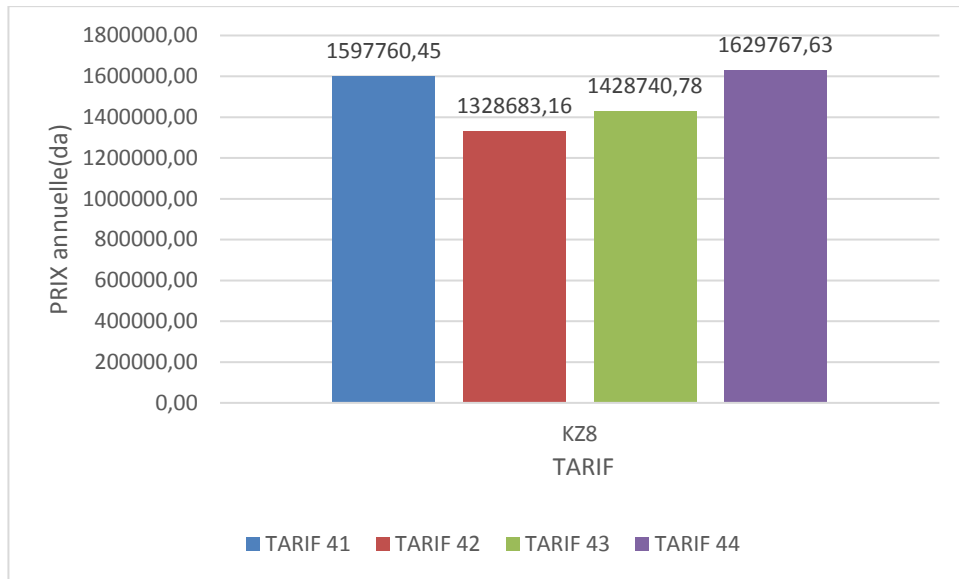


Figure 23: Vérification des tarifs forage «KZ8 »

I.5.7. Exemple : Forage « KZ9 »

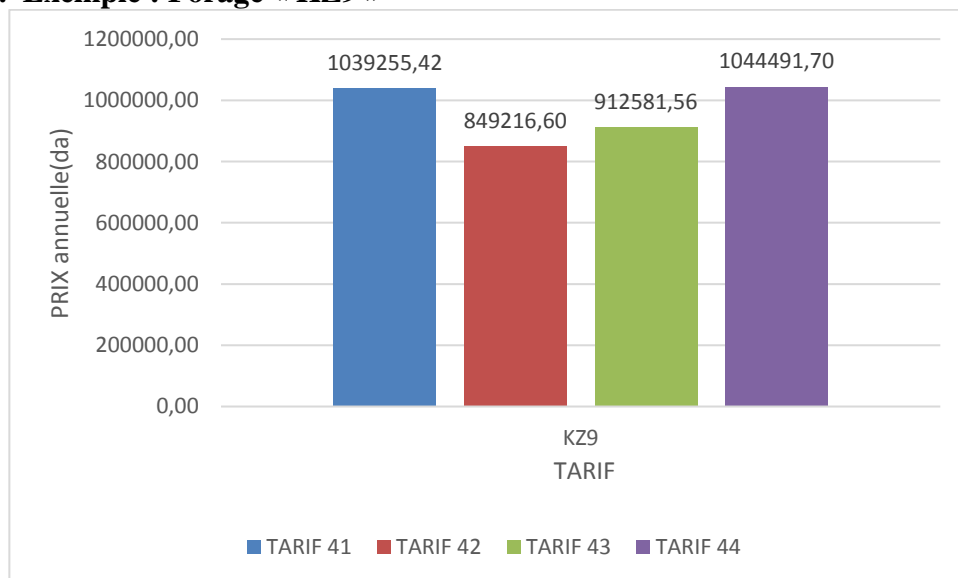


Figure 24: Vérification des tarifs forage «KZ9 »

I.5.8. Exemple : « TARIFS DES FORAGES EN FONCTION DES CODES »

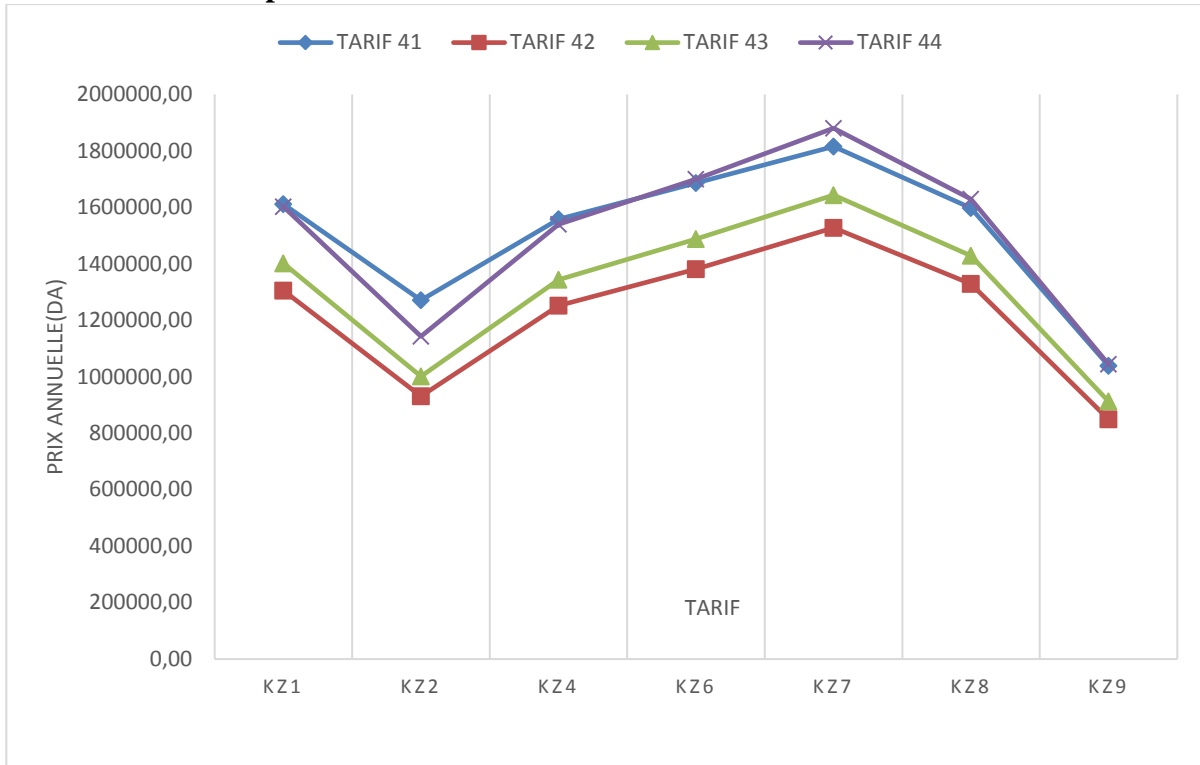


Figure 25: Tarifs des forages en fonction des codes

Conclusion

Le tarif le plus avantageux pour le client correspond au coût minimal pour la collectivité.

L'intérêt de la commune étant d'optimiser ses factures et gagner de l'argent.

Après une étude détaillée sur les codes de tarification, notre choix devra porter sur celui qui, à la fois avantage le mieux et minimise les coûts pour la collectivité.

Introduction

Pour trouver le point de fonctionnement des pompes, et faire un choix judicieux de celles-ci, il faut connaître en plus du débit d'exploitation des forages, la hauteur manométrique totale qui représente la somme de la hauteur géométrique d'élévation et les pertes de charge dues au frottement de l'eau le long de la canalisation.

II.1 Calcul de la Hmt

L'expression de la « Hmt » est :

$$H_{mt} = H_g + \Delta H_T$$

Les pertes de charges totales s'expriment par la relation suivante :

$$\Delta H_T = \Delta H_L + \Delta H_S = 1.15 \Delta H_L$$

II.2. Calcul de la hauteur géométrique Hg

L'eau devra avoir l'énergie nécessaire pour :

- Monter le fluide de la cote Z_1 à la cote Z_2 .
- Vaincre toutes les pertes de charges (régulière et singulière).

La hauteur géométrique H_g est la distance entre le point le plus haut à atteindre (trop plein de réservoir) et le plan de pompage stable dans le temps (niveau dynamique) voir (fig.04).

On peut écrire $H_g = Z_2 - Z_1$

Où :

Z_1 : le niveau dynamique.

Z_2 : la cote trop pleine du réservoir

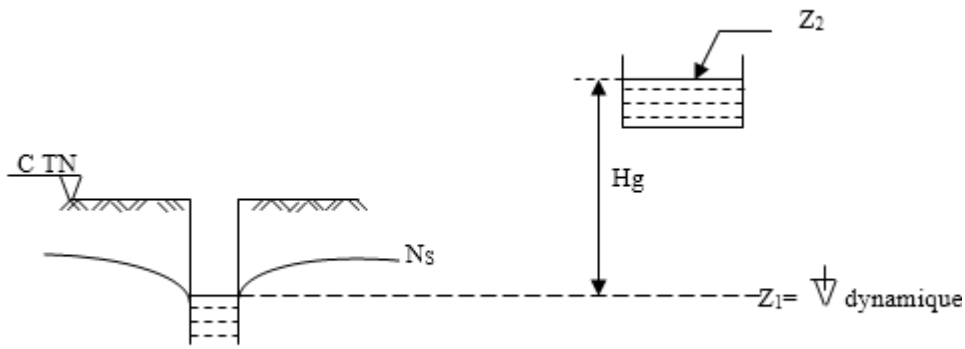


Figure 26 : Présentation de la hauteur géométrique

Commune	Nom forage	État	hg(m)
Tolga	KZ1	Marche	205,00
	KZ2	Marche	202,00
	KZ3	Arrêt	164,00
	KZ4	Marche	197,00
	KZ5	Arrêt	203,00
	KZ6	Marche	203,00
	KZ7	Marche	203,00
	KZ8	Marche	198,00
	KZ9	Marche	175,00

II.3. Calcul des pertes de charge

On calcul les pertes des charges à partir des tables de "COLEBROOK". La perte de charge unitaire J est fonction du débit, diamètre de la conduite et de coefficient de rugosité ε qui est égal à 2.10^{-3} m donc :

$$\Delta HL = j * L$$

Où:

L : La longueur de la conduite.

$$\Delta HT = \Delta HL + \Delta Hs$$

Donc : $H_{mt} = H_g + \Delta H_T$

partie refoulement								
commune	nom forage	debit (l/s)	ϵ (m)	DNr(mm)	Dint(mm)	V(m/s)	v(m ² /s)	Re
tolga	KZ1	18	0,0003	200	176,2	0,738194518	0,000001	130069,874
	KZ2	10	0,0003	200	176,2	0,410108065	0,000001	72261,0411
	KZ3	15	0,0003	200	176,2	0,615162098	0,000001	108391,562
	KZ4	12	0,0003	200	176,2	0,492129679	0,000001	86713,2494
	KZ5	12	0,0003	200	176,2	0,492129679	0,000001	86713,2494
	KZ6	14	0,0003	200	176,2	0,574151292	0,000001	101165,458
	KZ7	15	0,0003	200	176,2	0,615162098	0,000001	108391,562
	KZ8	15	0,0002	200	176,2	0,615162098	0,000001	108391,562
	KZ9	16	0,0002	200	176,2	0,656172905	0,000001	115617,666

ϵ/D	λ_7	Lg(m)	J(m/m)	DHl(m)
5,6754E-05	0,02392	440	0,0038	1,659
5,6754E-05	0,02492	950	0,0012	1,152
5,6754E-05	0,024182	645	0,0026	1,707
5,6754E-05	0,024559	1500	0,0017	2,581
5,6754E-05	0,024559	840	0,0017	1,445
5,6754E-05	0,024292	248	0,0023	0,574
5,6754E-05	0,024182	848	0,0026	2,245
5,6754E-05	0,022464	1687	0,0025	4,148
5,6754E-05	0,022345	1652	0,0028	4,598

Tableau 11 : Perte de charge linéaire

collone montant								
commune	nom forage	debit (l/s)	ϵ (m)	DNr(mm)	Dint(mm)	V(m/s)	v(m ² /s)	Re
tolga	KZ1	18	0,0003	114	110	1,894075356	0,000001	208348,289
	KZ2	10	0,0003	114	110	1,052264087	0,000001	115749,05
	KZ3	15	0,0003	114	110	1,57839613	0,000001	173623,574
	KZ4	12	0,0003	114	110	1,262716904	0,000001	138898,859
	KZ5	12	0,0003	114	110	1,262716904	0,000001	138898,859
	KZ6	14	0,0003	114	110	1,473169721	0,000001	162048,669
	KZ7	15	0,0003	114	110	1,57839613	0,000001	173623,574
	KZ8	15	0,0002	114	110	1,57839613	0,000001	173623,574
	KZ9	16	0,0002	114	110	1,683622538	0,000001	185198,479

ϵ/D	λ_7	Lg(m)	J(m/m)	DH(m)
9,0909E-05	0,026172	70	0,044	3,045
9,0909E-05	0,026689	73	0,014	1,000
9,0909E-05	0,026304	42	0,030	1,275
9,0909E-05	0,026499	78	0,020	1,527
9,0909E-05	0,026499	72	0,020	1,410
9,0909E-05	0,02636	72	0,027	1,909
9,0909E-05	0,026304	75	0,030	2,277
9,0909E-05	0,023919	77	0,028	2,126
9,0909E-05	0,023856	105	0,031	3,290

Tableau 12 : Perte de charge de la colonne montant

pert de charge singlière	Dhs coude	Dhs vanne (m)	Dhs comp (m)	Dhs cone (m)	Dhs total (m)
coude	1,871	0,535	0,401	0,281	3,087
vanne	0,577	0,165	0,124	0,087	0,953
compteur	1,299	0,371	0,278	0,195	2,144
cone de redaction	0,832	0,238	0,178	0,125	1,372
	0,832	0,238	0,178	0,125	1,372
	1,132	0,323	0,243	0,170	1,868
	1,299	0,371	0,278	0,195	2,144
	1,299	0,371	0,278	0,195	2,144
	1,478	0,422	0,317	0,222	2,439

Tableau 13 : Perte de charge singulière

II.4. Calcul des « Hmt » de chaque pompe équipant le forage

Pour calculer les hauteurs manométriques et particulièrement les pertes de charge totale il faut connaître les débits que nous voulons refouler lesquels sont les débits d'exploitation du forage.

Débit (l/s)	HmT (mce)
18,0	212,8
12,0	206,4
15,0	169,1
12,0	202,5
12,0	207,2
14,0	207,4
15,0	209,7
15,0	206,4
16,0	185,3

Conclusion

Il faut que le fluide ait une énergie suffisante pour vaincre la hauteur géométrique et les pertes de charge dans les conduites afin d'arrivé à une hauteur manométrique désirée qui nous guidera dans le choix des groupes.

Conclusion générale

D'une manière générale, les pompes choisies doivent éviter toutes surcharges et instabilité du moteur, ainsi en vue d'éviter tout gaspillage d'énergie, on devra s'efforcer d'utiliser la machine dans sa zone de rendement maximal.

Les pompes installées dans notre champ captant sont fabriquées par la compagnie italienne 'SAER' et commercialisées par le groupe Tahraoui.

Un système de pompage solaire peut être résumés comme ci-dessous :

- Le système utilise la lumière du soleil gratuite disponible.
- Une longue durée de vie opérationnelle
- Un système très fiable et durable
- Facile à exploiter et à entretenir
- Le retour de l'investissement initial est garanti
- Respectueux de l'environnement

(Le pompage solaire dans l'adduction de l'eau : Sciences et techniques, n.d.)

III.1. Points de fonctionnement des pompes

Afin de satisfaire au mieux les besoins de leurs clients, les constructeurs offrent sur le marché une grande gamme de types de pompes pouvant fournir différents débits et hauteurs manométriques. Le choix de la combinaison de pompes avec le meilleur rendement se fait à l'aide d'abaques sur lesquels est indiquée la portion de la hauteur manométrique où le rendement est admissible. Pour plus de détails sur les caractéristiques actuelles des pompes installées voir (tableau 1) :

Forage Ancien	η	$\text{Cos } \phi$	Débit (l/s)	HmT (mce)	État
KZ1	0,69	0,72	18,0	200	Marche
KZ2	0,7	0,765	12,0	200	Marche
KZ3	/	/	15,0	/	En panne
KZ4	0,7	0,796	12,0	220	Marche
KZ5	/	/	12,0	/	En panne
KZ6	0,69	0,66	14,0	240	Marche
KZ7	0,69	0,78	15,0	220	Marche
KZ8	0,69	0,74	15,0	200	Marche
KZ9	0,69	0,83	16,0	190	Marche

Tableau 14: Les caractéristiques actuelles des pompes installées

III.2. Interprétations

D'après les calculs dans le chapitre précédant des différents forages pour la détermination des points des fonctionnements on remarque que :

Quelque valeurs calculé d'hauteur manométrique totale ne correspond pas avec les donné Obtenu de l'ADE.

Donc on doit faire une optimisation de choix des pompes dans notre forages à partir le catalogue de la pompe de SEAR.

	KZ1	KZ2	KZ3	KZ4	KZ5	KZ6	KZ7	KZ8	KZ9
Q(l/min)	HmT(mce)								
0	272	264	215	281	281	272	272	272	245
400	240	229	186	242	242	240	240	240	216
450	237	221	180	236	236	237	237	237	213
500	233	216	176	230	230	233	233	233	204
550	224	210	170	222	222	224	224	224	199
600	213	204	165	217	217	213	213	213	189
700	194	193	156	204	204	194	194	194	174
800	174	181	146	193	193	174	174	174	153
900	140	168	135	179	179	140	140	140	124
1000	102	152	123	162	162	102	102	102	89
1100	/	132	107	141	141	/	/	/	/
1150	/	122	99	130	130	/	/	/	/
1200	/	104	85	111	111	/	/	/	/

La caractéristique de chaque pompe après optimisation est présentée dans le tableau suivant :

Tableau 15: Caractéristiques des pompes optimisé

Les types des pompes choisis sont :

Forage	Type de pompe
KZ1	NR-201B/10*
KZ2	S-151B/17
KZ3	S-151B/13
KZ4	S-151B/17
KZ5	S-151B/17
KZ6	NR-201B/10*
KZ7	NR-201B/10*
KZ8	NR-201B/10*
KZ9	NR-201B/9*

Tableau 16 : Les types des pompes

III.3. Le rognage

C'est la solution que nous proposons. On effectue une opération de rognage sur un graphique on reporte la caractéristique de la pompe initiale (roue initiale) sur le catalogue et le point P d'abscisse Q (débit d'exploitation du forage) et d'ordonnée HmT (hauteur d'élévation exigée)

On peut écrire :

$$Q'/Q_{exp} = H_0/H_{mt} = (D')^2 / (D)^2$$

On prend : $D = m D'$

Donc :

$$Q'/Q_{exp} = H_{mt} / H_0 = m^2$$

Avec :

D : diamètre de la roue initiale

D' : diamètre de la roue rognée

m : coefficient de rognage

On peut calculer le coefficient de rognage selon l'expression :

$P = 1 - m$, mais il faut que $P < 10\%$.

Conclusion générale

Dans notre cas le rognage peut faire dans 4 forages avec un résultat efficace

	KZ6	KZ7	KZ8	KZ9
Q(l/min)	Hmt(m)			
0,00	252,71	262,93	258,80	244,25
400,00	222,98	232,00	228,35	215,34
450,00	220,20	229,10	225,50	212,35
500,00	216,48	225,23	221,69	203,37
550,00	208,12	216,53	213,13	198,39
600,00	197,90	205,90	202,66	188,42
700,00	180,25	187,53	184,58	173,47
800,00	161,66	168,20	165,55	152,53
900,00	130,07	135,33	133,20	123,62
1000,00	94,77	98,60	97,05	88,73
1100,00	/	/	/	/
1150,00	/	/	/	/
1200,00	/	/	/	/
P	0,08	0,03	0,05	0,003
m	0,92	0,97	0,95	0,997

Tableau 17: Caractéristiques des pompes optimiser après le rognage

Conclusion générale

III.4. Résultat de l'optimisation

Après une étude détaillée sur les codes de tarification, notre choix devra porter sur celui qui, à la fois avantage le mieux et minimise les coûts

Forage	Puissance (KW)	Tarif				Min (DA)
		41	42	43	44	
Nouveau						
KZ1	52	150183,698	121675,374	133240,434	151647,342	121675,374
KZ2	37	118390,088	86523,4048	94752,3898	107849,613	86523,4048
KZ3	30	103553,07	70617,7528	77289,9028	87909,2728	70617,7528
KZ4	37	118390,088	86523,4048	94752,3898	107849,613	86523,4048
KZ5	37	118390,088	86523,4048	94752,3898	107849,613	86523,4048
KZ6	52	150183,698	120606,945	132172,005	150578,913	120606,945
KZ7	52	150183,698	120606,945	132172,005	150578,913	120606,945
KZ8	52	150959,198	121767,945	133333,005	151739,913	121767,945
KZ9	45	136122,18	105862,293	115870,518	131799,573	105862,293

Forage	Puissance (KW)	Tarif				Min (DA)
		41	42	43	44	
Ancien						
KZ1	52	150183,698	121675,374	133240,434	151647,342	121675,374
KZ2	30	103553,07	70617,7528	77289,9028	87909,2728	70617,7528
KZ3	30	103553,07	70617,7528	77289,9028	87909,2728	70617,7528
KZ4	55	156542,42	127423,653	139655,928	159124,773	127423,653
KZ5	37	118390,088	86523,4048	94752,3898	107849,613	86523,4048
KZ6	59	165020,716	136512,597	149634,492	170519,253	136512,597
KZ7	59	165020,716	136512,597	149634,492	170519,253	136512,597
KZ8	59	165796,216	137673,597	150795,492	171680,253	137673,597
KZ9	55	157317,92	128584,653	140816,928	160285,773	128584,653

Tableau 18: Étude finance des codes de tarifs électrique

Conclusion générale

Après les analyses et les calculs nous avons trouvé que le diagnostic avec les différents codes avec cette optimisation de choix de la pompe nous a permis de gagner l'équivalent de 95.433.912 DA dans chaque mois

Forage	Le cout Acquis
KZ1	0
KZ2	-15905,652
KZ3	0
KZ4	40900,248
KZ5	0
KZ6	15905,652
KZ7	15905,652
KZ8	15905,652
KZ9	22722,36
Somme	95433,912

Tableau 19: Résultat finance de l'optimisation

III.5. Compensation de l'énergie réactive

Le rendement d'un moteur est d'autant plus élevé que le moteur est puissant. Pour des moteurs de 50 kW, le rendement sera de l'ordre de 0,85 et pour des moteurs de l'ordre de 1 kW le rendement sera plus faible de l'ordre de 0,70. Le rendement des moteurs diminue lorsque les pertes de charge hydraulique augmentent.

Conclusion générale

Pour éviter les mauvais inconvénients que nous parlons on doit installer des batteries condensateur pour réduit les énergies réactives.

FORAGE	Actuelle	Actuelle	Actuelle	Actuelle	Actuelle
	Énergie actif E (kWh)	Énergie réactif W (KV _a)	tg (ρ) W/E	ρ	Cos (ρ)
KZ1	39942	38691	0,97	44,13	0,72
KZ2	24123	20317	0,84	40,03	0,765
KZ4	15876	12071	0,76	37,23	0,796
KZ6	31345	35618	1,14	48,74	0,66
KZ7	40308	32153	0,80	38,65	0,78
KZ8	37342	34538	0,92	42,61	0,74
KZ9	36494	24530	0,67	33,82	0,83

Amélioré	Amélioré	Amélioré	Amélioré		
Cos (ρ)	ρ	tg (ρ)	Énergie réactif W'	W-W' (KV _a)	Capacité de condensateur (F)
0,95	18,194	0,328	13100,976	25590,024	0,000564097
0,95	18,194	0,328	7912,344	12404,656	0,000273444
0,95	18,194	0,328	5207,328	6863,672	0,0001513
0,95	18,194	0,328	10281,16	25336,84	0,000558516
0,95	18,194	0,328	13221,024	18931,976	0,000417329
0,95	18,194	0,328	12248,176	22289,824	0,000491348
0,95	18,194	0,328	11970,032	12559,968	0,000276867

Tableau 20: Amélioration du facteur de puissance et détermination de capacité de condensateur

Conclusion générale

III.6. Transition énergétique de champ captant

Objet de cette étude est Passé de la source traditionnelle d'énergie à L'énergie verte 'solaire' qui produit une faible quantité de polluants.

Dans notre cas on fait une étude pour un système de pompage hybride (solaire + traditionnelle) 'système mixte' pour le dimensionnement de ce système.

Premièrement en fait un petit diagnostique d'énergie avec ces 4 tarifs dans le quatre Seasons

En utilisant l'énergie solaire avec le programme suivant :

Été	13 Heurs
Hiver	11 Heurs
Automne + printemps	09 Heurs

Été		Forage				Min		Tarif_	
État	Forage	Tarif				Min	Tarif_		
		Nouveau	41	42	43			44	
Marche	KZ1	89727,458	85041,582	46381,194	75471,606	46381,194	Tarif 43		
Marche	KZ2	75373,148	60457,053	32948,7	53647,647	32948,7	Tarif 43		
En panne	KZ3	68674,47	49482,873	27178,803	43961,733	27178,803	Tarif 43		
Marche	KZ4	75373,148	60457,053	32948,7	53647,647	32948,7	Tarif 43		
En panne	KZ5	75373,148	60457,053	32948,7	53647,647	32948,7	Tarif 43		
Marche	KZ6	89727,458	83973,153	45312,765	74403,177	45312,765	Tarif 43		
Marche	KZ7	89727,458	83973,153	45312,765	74403,177	45312,765	Tarif 43		
Marche	KZ8	89727,458	83973,153	45312,765	74403,177	45312,765	Tarif 43		
Marche	KZ9	83028,78	72998,973	39542,868	64717,263	39542,868	Tarif 43		
Hiver		Forage				Min		Tarif_	
État	Forage	Tarif				Min	Tarif_		
		Nouveau	41	42	43			44	
Marche	KZ1	122979,79	96313,518	73107,114	98910,294	73107,114	Tarif 43		

Conclusion générale

Marche	KZ2	99033,464	68477,469	51965,22	70325,175	51965,22	Tarif 43
En panne	KZ3	87858,51	55985,913	42597,603	57484,053	42597,603	Tarif 43
Marche	KZ4	99033,464	68477,469	51965,22	70325,175	51965,22	Tarif 43
En panne	KZ5	99033,464	68477,469	51965,22	70325,175	51965,22	Tarif 43
Marche	KZ6	122979,79	95245,089	72038,685	97841,865	72038,685	Tarif 43
Marche	KZ7	122979,79	95245,089	72038,685	97841,865	72038,685	Tarif 43
Marche	KZ8	122979,79	95245,089	72038,685	97841,865	72038,685	Tarif 43
Marche	KZ9	111804,84	82753,533	62671,068	85000,743	62671,068	Tarif 43

Automne + printemps

État	Forage	Tarif				Min	Tarif_
		Nouveau	41	42	43		
Marche	KZ1	106353,63	79920,414	59744,154	87190,95	59744,154	Tarif 43
Marche	KZ2	87203,306	56813,145	42456,96	61986,411	42456,96	Tarif 43
En panne	KZ3	78266,49	46528,353	34888,203	50722,893	34888,203	Tarif 43
Marche	KZ4	87203,306	56813,145	42456,96	61986,411	42456,96	Tarif 43
En panne	KZ5	87203,306	56813,145	42456,96	61986,411	42456,96	Tarif 43
Marche	KZ6	106353,63	78851,985	58675,725	86122,521	58675,725	Tarif 43
Marche	KZ7	106353,63	78851,985	58675,725	86122,521	58675,725	Tarif 43
Marche	KZ8	106353,63	78851,985	58675,725	86122,521	58675,725	Tarif 43
Marche	KZ9	97416,81	68567,193	51106,968	74859,003	51106,968	Tarif 43

Tableau 21: Optimisation des tarifs dans les différents Seasons

Conclusion générale

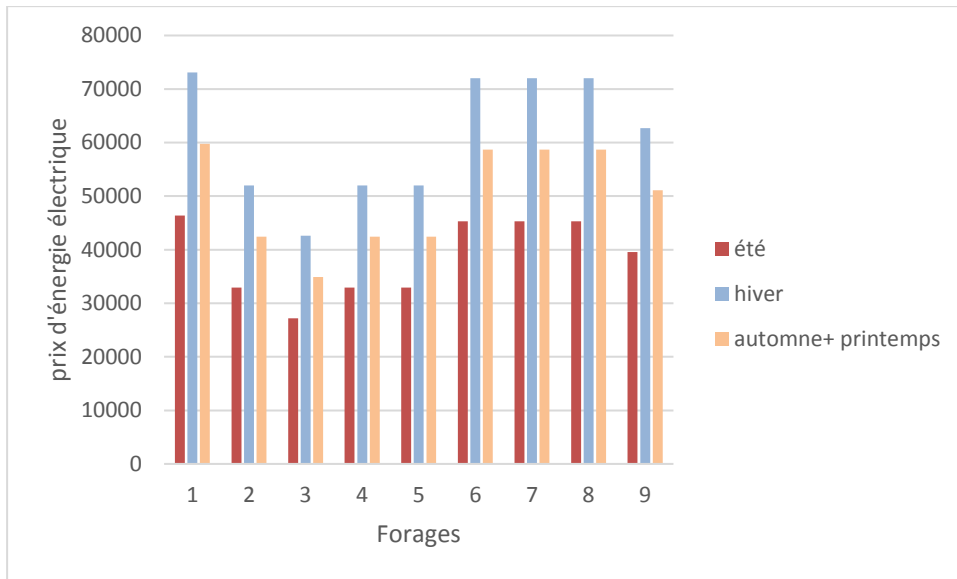


Figure 27: Prix d'énergie électrique selon Seasons

On va faire le travail avec l'utilisation de 11h pour Reason de cout moyenne et de durée de 6 mois dans l'année.

III.6.1. Besoin énergétique journalier

Déterminer la quantité d'énergie que le panneau doit fournir quotidiennement pour alimenter toutes les charges de l'installation

Lampe ou appareil	Tension	Puissance	Usage journalier	Consommation journalière d'énergie (ca)
Liste ci-dessous	Volts	Watts	Heures	Watts-heure
Appareils ça				0
KZ1	380	52000	11	572000
KZ2	380	37000	11	407000
KZ3	380	30000	11	330000
KZ4	380	37000	11	407000
KZ5	380	37000	11	407000
KZ6	380	52000	11	572000

Conclusion générale

KZ7	380	52000	11	572000
KZ8	380	52000	11	572000
KZ9	380	45000	11	495000

Tableau 22: Consommation journalière d'énergie des forages

Avec :

Consommation journalière d'énergie (ca) = Puissance* Usage journalier

III.6.2. Estimation des pertes d'énergie

Calculer les pertes dues aux câbles, modules, batteries, régulateurs de charge et onduleurs.

Ajouter au besoin total

Pour CC, multiplier par	0,20
Pour CA, multiplier par	0,35

III.6.3. Totaliser le besoin et les pertes CA. Et CC

Besoin énergétique journalier total = la somme de (les pertes, Consommation journalière d'énergie)

III.6.4. La capacité de charge journalière requise

Elle est égale Besoin énergétique journalier total divise sur Tension de l'installation qu'égal 48 volts.

Pertes AC Watts-heure	Besoins énergétique journalière Watts-heure	La capacité de charge Ah
200200	772200	16087,5
142450	549450	11446,875
115500	445500	9281,25
142450	549450	11446,875
142450	549450	11446,875
200200	772200	16087,5
200200	772200	16087,5
200200	772200	16087,5
173250	668250	13921,875

Tableau 23 : Capacité de charge journalière requise des forages

III.6.5. Intensité nominale de courant

Il s'agit du rapport 'capacité de charge journalière requise' sur Indice d'insolation que représente Heures d'ensoleillement maximal en moyenne journalière à Biskra, cet indice égale 5,4 généralement.

III.6.6. Caractéristiques des modules choisis

Avant de déterminer le nombre des panneaux on doit choisi le type de modèle, dans ce cas nous choisissons le modèle de 350 watts.

Caractéristiques des modules choisis	
Fabricant	BP Solar
Watt crête	350
Tension nominale	38,9
Courant nominal	9,02
Courant à NOCT	9,61
Nombre de modules requis	/

Intensité nominale de courant	Nombre des panneau
A	Quantité
2979,17	310
2119,79	221
1718,75	179
2119,79	221
2119,79	221
2979,17	310
2979,17	310
2979,17	310
2578,13	268

Nombre des panneaux = Intensité nominale de courant / Courant à NOCT

Conclusion

Pour fait le système hybride on doit changer le tarif d'électricité de 42 vers 43.

Le bon choix de la pompe permet le fonctionnement optimal et de gagner beaucoup d'argent.

Le transport de la puissance réactive sur le réseau intérieur du client entraîne les inconvénients suivants :

- Surcharge ou surdimensionnement des installations (transfo, câbles,)
- Pertes actives plus importantes dans ces ouvrages
- Augmentation de la facture SNG.

Conclusion générale

L'Algérienne des eaux de la ville de Tolga pour subvenir aux besoins de la population en eau exploite 09 neuf forages d'eau dans le champ captant de Khnizane tous équipé de groupe électropompes immergé.

Le choix des groupes tant sur le plan technique et économique doit obéir à des contraintes qu'il faut tenir en compte :

- Le débit est une donnée capitale dans le choix de toute pompe.
- La hauteur manométrique totale est également importante à prendre en compte.
- Choisir la pompe dont la courbe passe au-dessus ou par le point d'utilisation.

Dans la présente étude nous avons tenu compte de l'aspect technique, hydraulique et économique des pompes équipant actuellement les forages et les solutions techniques apportées en vue de minimiser la facture de l'électricité.

La demande d'électricité varie en tout point de la journée et de la saison. L'électricité ne pouvant être stocké, il est difficile de maintenir l'équilibre production-consommation, c'est pour cette raison que Sonelgaz propose des prix du kWh différents pendant les différentes saisons et les différents horaires de la journée afin de pouvoir réguler la consommation.

Après une étude détaillée nous arrivons aux résultats suivants :

- **Une augmentation du montant de la facture Sonelgaz sous forme de pénalité (PMA>PMD)**
- **Logiciel de la Sonelgaz défaillant quant à l'utilisation de la subvention de l'état.**
- **Un mauvais choix des postes horaires.**
- **La majorité des forages absorbent plus de puissance réactive que de puissance active**

Cela nous à obliger à diagnostiquer les factures une à une pour en arriver à des solutions économiques et à guidé l'utilisateur pour les choix futurs et opter pour la meilleure prise de decision possible.

Pour qu'un système d'aide à la décision soit efficace, il faut qu'il s'appuie notamment sur la recherche opérationnelle notre objectif de recherche n'est pas de « prendre la décision » mais de clarifier une vision du contexte dans lequel la décision sera prise.

Pour trouver les meilleures solutions possibles, nous avons opérer en 4 étapes :

Conclusion générale

- Dresser la liste des actions potentielles
- Dresser la liste des critères à prendre en compte
- Eatable un tableau des performances
- Agréger les performances

Nous pensons que notre étude sera le démarrage d'un axe de recherche que vont entreprendre les promotions futures dans le domaine de l'aide à la décision.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- **Aymen, o. and abdelkhalek, 2013.** Compensateur Actif de Puissance Réactive (CAPR) Etude et Réalisation. In: The International Conference on the electrical engineering. [Online] Bechar :Université de Bechar. Récupéré de <https://www.researchgate.net/publication/331773526_Compensateur_Actif_de_Puissance_Reactive_CAPR_Etude_et_Realisation_Prototype_UB0112> [Access 19 July 2020].
- **Cder.dz.** n.d. Centre De Développement Des Energies Renouvelables. récupéré de <<https://www.cder.dz/?lang=fr>> [Access 3 May 2020].
- **Cosob.org. n.d.** récupéré de <<https://www.cosob.org/wp-content/uploads/2014/12/les-emetteurs-notice-sonelgaz.pdf>> [Access 17 Septembre 2020].
- **Daniel Dix-neuf, Delphine Garcia Gilabert. (2005),** Principes d'électrotechnique - cours et exercices corrigés Max Marty, Ed Dunod.
- **Dupont, André,** 1974. Hydraulique Urbaine tome 2. Paris: Eyrolles.
- **Era.dz.** 2016. Programme National Des Énergies Nouvelles Et Renouvelables | Salon International Des Energies Renouvelables. Récupéré de <<https://era.dz/salon/fr/content/programme-national-des-%C3%A9nergies-nouvelles-et-renouvelables>> [Access 8 April 2020].
- **Gerin, M.,** n.d. Guide De La Compensation D'Énergie Réactive Et Du Filtrage Des Harmoniques. 6th ed. [e-book] Cedex France: Schneider Electric. récupéré de <<http://www.SchneiderElectric.com>> [Accessed 19 July 2020].
- **Legrand Belgique S.A. Kouterveldstraat.** (1831), Optimisez la qualité de l'énergie : guide technique & catalogue compensation d'énergie réactive et contrôle de la qualité des réseaux électriques, 9Ed Diegem
- **Lencastre, Armando,** 1995. Hydraulique Générale. Paris : Eyrolles.
- **Rabah Touileb.** (1998), Le système électrique et gazier Algérien Organisation, Evolution et Perspectives par directeur général de la stratégie et de la prospective.
- **Système tarifaire à la Sonelgaz :** guide Sonelgaz spa 2016.



≅ 2900 1/min



NR-201B

Moltiplicare il rendimento per il coefficiente corrispondente al vostro numero di stadi.

Multiply efficiency by the coefficient corresponding the number of stages.

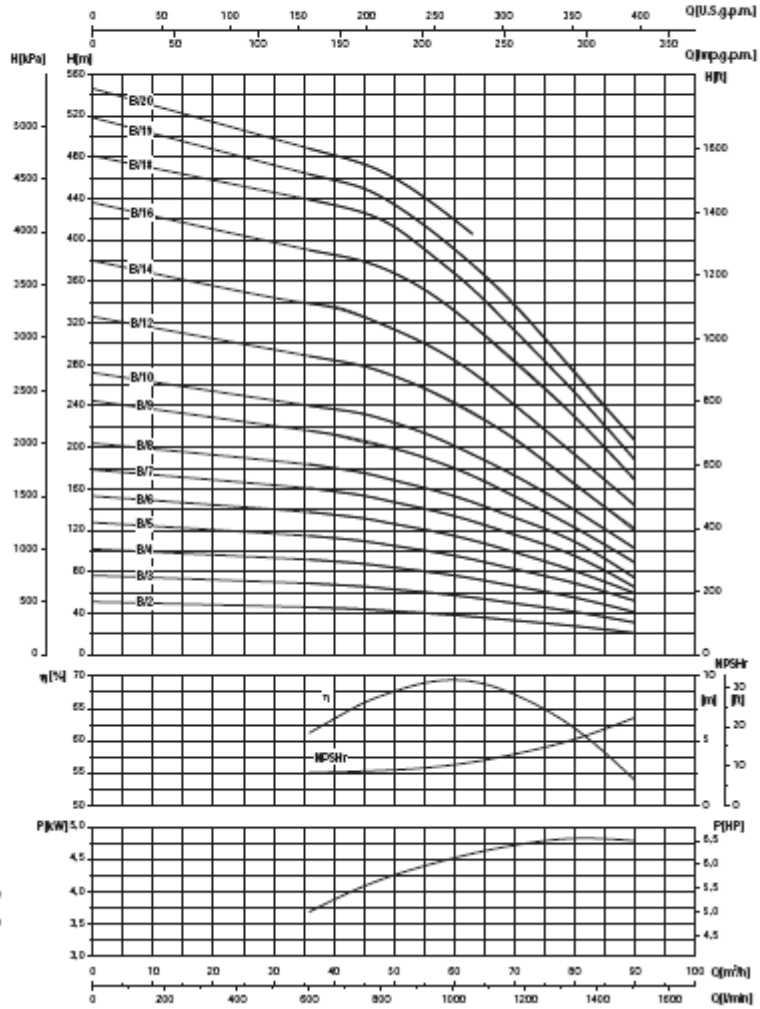
Multiplicar el rendimiento por el coeficiente correspondiente a Su numero de etapas.

Multiplicer lo rendement par le coefficient correspondant à votre nombre d'étages.

Das Wirkungsgrad mit dem die Stufenzahl entsprechende Koeffizient multiplizieren.

Multiplicar la eficiencia por el coeficiente igual es su número de etapas.

Numero di stadi				
Number of stage				
Numero de etapas	<1	54	74	>1
Nombre d'étages				
Stufenzahl				
Numero de etapas				
Coefficient				
Coefficient				
Coefficient	0,97	0,98	0,99	1
Koeffizient				
Coefficient				



- Potenza assorbita per stadio
- Absorbed power for each stage
- Potencia absorbida por cada etapa
- Puissance absorbée par chaque étape
- Leistungsaufnahme für jede Stufe
- Potencia cada estado

SAER®
ELETTROPOMPE

6"

≈ 2900 1/min



S-151B

Moltiplicare il rendimento per il coefficiente corrispondente al vostro numero di stadi.

Multiply efficiency by the coefficient corresponding to the number of stages.

Multiplicar el rendimiento por el coeficiente correspondiente a su número de etapas.

Multiplicer le rendement par le coefficient correspondant à votre nombre d'étages.

Das Wirkungsgrad mit dem der Stufenzahl entsprechende Koeffizient multiplizieren.

Multiplicar la eficiencia por el coeficiente igual en su número de etapas.

Numero di stadi			
Number of stages			
Nombre de étapes	4	6	8
Stufenzahl			
Numero de etapas			
Coefficient			
Coefficient	0,75	0,78	1
Coeficiente			
Das Koeffizient			
Coefficient			

- Potenza assorbita per stadio
- Absorbirad power for each stage
- Potencia absorbida por cada etapa
- Absorbirad power for each stage
- Leistungsaufnahme für jede Stufe
- Potencia cada etapa

