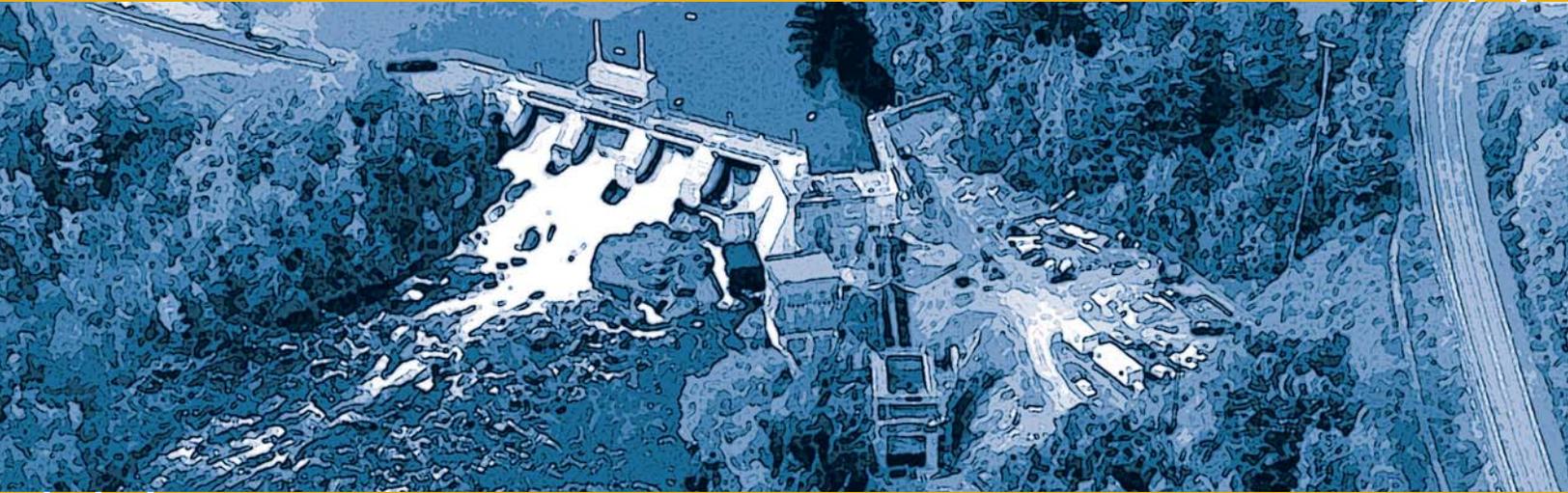


## ANALYSE DE PROJETS D'ÉNERGIES PROPRES : MANUEL D'INGÉNIERIE ET D'ÉTUDES DE CAS RETSCREEN®



Centre de la technologie  
de l'énergie de CANMET  
- Varennes (CTEC)

En collaboration avec :



## CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE

### Exonération

Cette publication, diffusée à des fins uniquement didactiques, ne reflète pas nécessairement le point de vue du gouvernement du Canada et ne constitue en aucune façon une approbation des produits commerciaux ou des personnes qui y sont mentionnées, quels qu'ils soient. De plus, pour ce qui est du contenu de cette publication, le gouvernement du Canada, ses ministres, ses fonctionnaires et ses employés ou agents n'offrent aucune garantie et n'assument aucune responsabilité.

© Ministre de Ressources  
naturelles Canada 2001 - 2004.



ISBN : 0-662-75476-X  
N° de catalogue : M39-98/2003F-PDF

© Ministre de Ressources naturelles Canada 2001 - 2004.



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>CONTEXTE - PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE</b>	<b>5</b>
1.1	Description des petites centrales hydroélectriques	6
1.1.1	Ouvrages de génie civil	6
1.1.2	Équipements électriques et mécaniques	8
1.2	Développement d'un projet de petite centrale hydroélectrique	10
1.2.1	Types de petites centrales hydroélectriques	11
1.2.2	Étapes d'ingénierie d'un projet hydroélectrique	13
<b>2</b>	<b>MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE</b>	<b>15</b>
2.1	Hydrologie	18
2.1.1	Courbe des débits classés	18
2.1.2	Débit disponible	19
2.1.3	Débit garanti	19
2.2	Charge	20
2.2.1	Demande énergétique	21
2.2.2	Facteur de charge moyen	21
2.3	Production d'énergie	21
2.3.1	Courbe de rendement de la turbine	22
2.3.2	Puissance disponible en fonction du débit	23
2.3.3	Puissance installée	24
2.3.4	Courbe de puissance classée	25
2.3.5	Énergie renouvelable disponible	26
2.3.6	Énergie renouvelable fournie - réseau central	26
2.3.7	Énergie renouvelable fournie - réseau isolé et hors réseau	26
2.3.8	Facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique	28
2.3.9	Excédent disponible d'énergie renouvelable	28
2.4	Calcul du coût d'un projet	30
2.5	Validation	30
2.5.1	Rendement de turbine	30
2.5.2	Puissance installée et énergie renouvelable fournie annuellement	33
2.5.3	Évaluation des coûts d'un projet	34
2.6	Sommaire	36
	<b>RÉFÉRENCES</b>	<b>37</b>







## CHAPITRE ANALYSE DE PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE

*Le manuel Analyse de projets d'énergies propres : Manuel d'ingénierie et d'études de cas RETScreen® est un document de référence électronique destiné aux professionnels et aux étudiants universitaires. Le présent chapitre couvre l'analyse de projets potentiels de petite centrale hydroélectrique avec le logiciel d'analyse de projets d'énergies propres RETScreen® International; il présente le contexte de ces projets ainsi qu'une description détaillée des algorithmes utilisés dans le logiciel RETScreen®. Une collection d'études de cas, comprenant mandats, solutions et informations sur comment ces projets se sont comportés dans la réalité, est disponible sur le site Web du Centre d'aide à la décision sur les énergies propres RETScreen® International [www.retscreen.net](http://www.retscreen.net).*

### 1 CONTEXTE – PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE<sup>1</sup>

L'hydroélectricité est l'une des formes d'énergie renouvelable ayant atteint le plus de maturité, fournissant plus de 19 % de la consommation électrique mondiale, aussi bien avec de grandes centrales que des petites. Des pays tels que le Brésil, les États-Unis, le Canada et la Norvège produisent de grandes quantités d'électricité avec de très grandes installations hydroélectriques. Cependant, il y a aussi de nombreuses régions du monde où de petites centrales hydroélectriques sont en service, telles que celle montrée à la **Figure 1**. En Chine par exemple, plus de 19 000 MW d'électricité sont produit par 43 000 petites centrales hydroélectriques.



**Figure 1 :**

*Petite centrale hydroélectrique  
de 2,6 MW au Canada.*

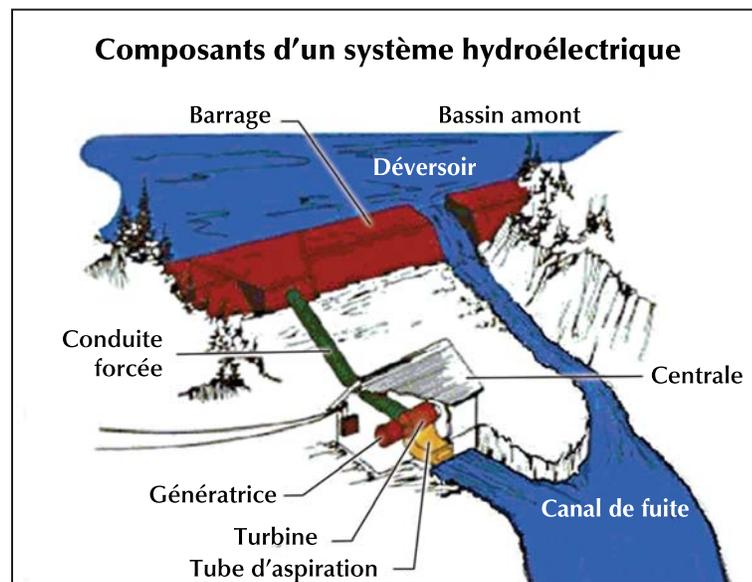
**Crédit photo :**  
SNC-Lavalin

1. Une partie du texte de cette section est une traduction de la référence suivante : Bennett, K., **Small Hydro in Canada: An Overview**, préparé pour Industrie, science et technologie Canada, Programmes économiques des autochtones, 1990.

Il n'existe pas de définition universelle du terme « petite centrale hydroélectrique ». Selon les définitions locales, ce terme peut couvrir des capacités nominales de quelques kilowatts à 50 mégawatts ou plus. Dans la majorité des pays, il s'applique en général à des projets de 1 à 50 MW. Quelquefois, les projets de la tranche de 100 kW à 1 MW sont appelés « mini-centrales » et les projets de moins de 100 kW, « micro-centrales ». Toutefois, la puissance installée n'est pas toujours un bon indicateur de la taille d'un projet. Une « petite » centrale hydroélectrique à basse chute de 20 MW est loin d'être petite, car en général les projets à basse chute ont besoin d'un volume d'eau beaucoup plus important et de plus grosses turbines que les projets à haute chute.

## 1.1 Description des petites centrales hydroélectriques

On distingue deux importants types de travaux pour la réalisation d'une petite centrale hydroélectrique : les ouvrages de génie civil et les équipements électriques et mécaniques. La **Figure 2** ci-dessous illustre schématiquement une petite centrale hydroélectrique typique.



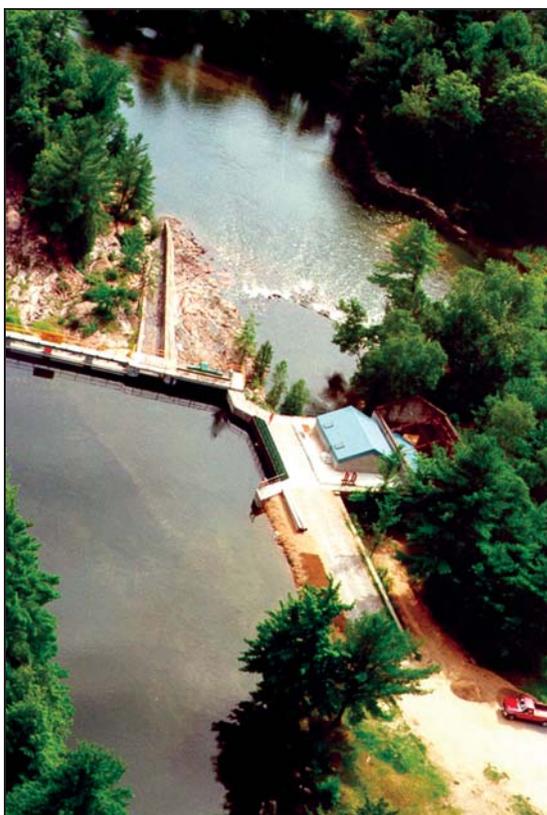
**Figure 2 :**  
Schéma d'un projet de petite centrale hydroélectrique.

### 1.1.1 Ouvrages de génie civil

Les principaux ouvrages de génie civil d'une petite centrale hydroélectrique sont le barrage de dérivation, les conduites d'eau et la centrale, comme montré à la **Figure 3**. Le barrage de dérivation dirige l'eau dans un canal, un tunnel, une conduite forcée ou une entrée de turbine. L'eau passe ensuite dans la turbine qu'elle fait tourner avec suffisamment de force pour créer de l'électricité dans une génératrice, après quoi elle retourne à la rivière via un canal de fuite. D'ordinaire, les petites centrales hydroélectriques construites pour alimenter une région isolée sont des installations au fil de l'eau, ce qui signifie que l'eau n'est pas stockée dans un réservoir et qu'elle est utilisée que lorsqu'elle est disponible. Le coût de gros barrages de retenue avec réservoir n'est normalement pas justifié pour les petits projets hydroélectriques et par conséquent, un simple barrage de dérivation de faible hauteur est



utilisé. Ces ouvrages peuvent être en béton, en bois, en maçonnerie ou en une combinaison de ces matériaux. Des efforts importants continuent d'être déployés afin de diminuer le coût des barrages des petites centrales hydroélectriques puisque souvent les coûts des travaux de génie civil peuvent à eux seuls rendre le projet financièrement non viable.



**Figure 3 :**

*Ouvrages de génie civil pour une mini-centrale hydroélectrique de 700 kW.*

**Crédit photo :**

Ottawa Engineering

Les conduites d'eau d'une petite centrale hydroélectrique sont les suivantes :

- Une entrée d'eau munie d'une grille crapaudine, une vanne et une entrée alimentant un canal, une conduite forcée ou directement la turbine selon le type de centrale. L'entrée est généralement en béton armé, la grille en acier et la vanne, en bois ou en acier.
- Un canal, un tunnel et/ou une conduite forcée, qui amène l'eau jusqu'à la centrale, dans les installations où la centrale se trouve à une certaine distance en aval de l'entrée d'eau. Les canaux sont généralement excavés et suivent les contours du terrain. Les tunnels sont souterrains et creusés par forage et dynamitage ou à l'aide d'un tunnelier. Les conduites forcées, qui amènent l'eau sous pression, peuvent être en acier, en fer, en fibre de verre, en plastique, en béton ou en bois.



- L'entrée et la sortie de la turbine, qui incluent les soupapes et les vannes nécessaires pour arrêter l'arrivée d'eau lors de fermetures et de l'entretien. Ces composants sont généralement en acier. Lorsqu'il faut avoir des vannes en aval de la turbine pour des travaux d'entretien, celles-ci peuvent être en bois.
- Un canal de fuite, qui transporte l'eau de la sortie de la turbine jusqu'à la rivière. Ce canal est aussi excavé.

La centrale contient la ou les turbines et la plupart des équipements mécaniques et électriques, comme montré à la **Figure 4**. Les petites centrales hydroélectriques sont généralement d'une taille minimale tout en assurant une infrastructure, un accès pour l'entretien et un niveau de sécurité adéquats. La centrale est construite en béton et autres matériaux locaux.

Afin de limiter au minimum les coûts, une conception simple mettant l'accent sur des structures pratiques et faciles à construire, est la principale préoccupation dans un projet de petite centrale hydroélectrique.

### 1.1.2 Équipements électriques et mécaniques

Les principaux composants électriques et mécaniques d'une petite centrale sont la turbine et la génératrice qui peuvent être en plusieurs exemplaires.

Différents types de turbines ont été conçus afin de s'adapter à tous les types de sites hydro-électriques se trouvant dans le monde. Les turbines utilisées dans les petites centrales sont des versions réduites de celles qui équipent les grandes centrales classiques.

Les turbines utilisées dans les centrales à hauteur de chute faible ou moyenne sont généralement du type à réaction, comme les turbines Francis et les turbines à hélice à pas fixe et variable (Kaplan). Ces turbines à réaction sont entièrement immergées dans l'eau. Les turbines utilisées dans les installations à hauteur de chute élevée sont généralement appelées turbines à impulsion. La famille des turbines à impulsion comprend : les turbines Pelton (voir **Figure 5**), Turgo et les turbines à impulsion radiale. Les pales de ces turbines à impulsion recueillent l'énergie d'un jet d'eau à haute vitesse puis finissent leur course dans les airs.

Les petites turbines hydrauliques peuvent atteindre des rendements d'environ 90 %. On veillera à choisir la meilleure turbine pour chaque application, étant donné que certaines donnent un bon rendement que dans une plage limitée de débits (p. ex. : les turbines à



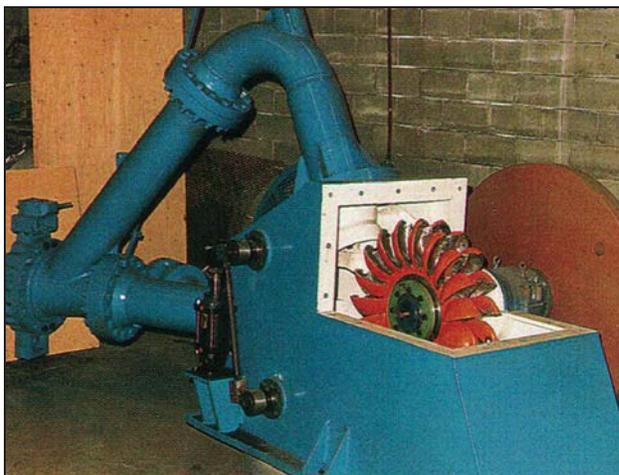
**Figure 4 :**

*Petite centrale hydroélectrique contenant une turbine Francis.*

**Crédit photo :**

PO Sjöman Hydrotech Consulting



**Figure 5 :***Turbine Pelton.***Crédit photo :**

PO Sjöman Hydrotech Consulting

hélice à pales fixes et les turbines Francis). Pour la plupart des petites centrales au fil de l'eau où le débit varie considérablement, il est préférable de faire appel à des turbines qui donnent un bon rendement dans une vaste gamme de débits (p. ex. : Kaplan, Pelton, Turgo et à écoulement transversal). On peut également utiliser plusieurs turbines qui fonctionnent dans une plage limitée de débits.

Les génératrices utilisées dans les petites centrales hydroélectriques sont de deux grands types : synchrones ou à induction (asynchrones). La génératrice synchrone peut fonctionner isolément, tandis que la génératrice asynchrone doit normalement fonctionner de concert avec d'autres ou être raccordée à un réseau principal. Les premières sont utilisées comme principale source d'énergie par les compagnies d'électricité et pour les petites centrales hydroélectriques ou diesel-électriques isolées et autonomes. Les génératrices à induction d'une capacité inférieure à environ 500 kW sont généralement préférées pour les petites centrales hydroélectriques qui fournissent l'électricité à un important réseau de distribution existant.

Les autres composants mécaniques et électriques d'une petite centrale hydroélectrique sont les suivants :

- multiplicateur de vitesse pour faire tourner la génératrice à sa vitesse de rotation idéale à partir de la vitesse de rotation de la turbine (au besoin);
- vanne(s) d'isolement de l'eau pour la ou les turbines;
- vanne de dérivation et de contrôle (au besoin);
- système de contrôle hydraulique pour les turbines et les soupapes;
- système électrique de protection et de contrôle;
- dispositif de commutation électrique;



- transformateurs auxiliaires et de transport de l'énergie;
- services auxiliaires, notamment l'éclairage et le chauffage, ainsi que l'énergie pour alimenter les systèmes de contrôle et le dispositif de commutation électrique;
- système de refroidissement à l'eau et de lubrification (au besoin);
- système de ventilation;
- alimentation électrique de secours;
- système de télécommunication;
- systèmes d'alarme incendie et de sécurité (au besoin); et
- interconnexion avec une compagnie d'électricité ou système de transport et de distribution.

## 1.2 Développement d'un projet de petite centrale hydroélectrique

Il faut généralement de deux à cinq ans pour réaliser un projet de petite centrale hydroélectrique, depuis la conception jusqu'à la mise en service. Cette période de temps est requise pour faire des études et des travaux de conception, pour recevoir les autorisations nécessaires et construire les installations. Une fois construites, les petites centrales hydroélectriques nécessitent peu d'entretien au cours de leur vie utile, qui peut facilement dépasser 50 ans. Normalement, un opérateur à temps partiel suffit aisément pour l'exploitation et l'entretien ordinaire d'une centrale, avec habituellement le soutien d'entrepreneurs externes pour l'entretien périodique des composants plus importants.

La viabilité technique et financière d'un projet de petite centrale hydroélectrique dépend beaucoup du site. La puissance est fonction du débit d'eau disponible et de la hauteur de chute. La quantité d'énergie produite dépend de la quantité d'eau disponible et de la variabilité du débit durant l'année. La rentabilité économique d'un site est liée à la puissance (capacité) et à l'énergie que la centrale peut produire, de la possibilité ou non de vendre l'énergie et du prix payé pour cette énergie. Dans les endroits isolés (applications hors réseau ou reliées à des réseaux isolés), la valeur de l'énergie produite pour consommation est généra-

### ***Le modèle RETScreen® International pour projets de petite centrale hydroélectrique***

Le modèle RETScreen® International pour projets de petite centrale hydroélectrique permet d'évaluer la production d'énergie, la viabilité financière et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre pour des projets de petite centrale hydroélectrique hors réseau ou raccordés à un réseau isolé ou à un réseau central d'électricité, et ce partout à travers le monde. Ces projets vont des petites et mini-centrales à turbines multiples aux micro-centrales à turbine unique.





lement beaucoup plus élevée que pour les systèmes reliés à un réseau central. Cependant, il se peut que ces endroits isolés ne puissent pas utiliser toute l'énergie fournie par une petite centrale hydroélectrique, et qu'ils ne puissent pas l'utiliser au moment où elle est disponible en raison des variations saisonnières du débit d'eau et de la consommation d'énergie.

Une règle empirique assez conservatrice énonce que la puissance fournie par un projet hydroélectrique est égale à sept fois le produit du débit (Q) et de la hauteur de chute brute (H) au site ( $P = 7QH$ ). Pour produire une même puissance, un site de 100 m de hauteur de chute aura besoin d'un débit d'eau dix fois plus faible qu'un site dont la hauteur de chute est de 10 m. La taille de la turbine dépend principalement du débit d'eau qu'elle doit recevoir. Ainsi, les équipements de production d'énergie d'installations à faible débit et grande hauteur de chute coûtent généralement moins chers que ceux de centrales à fort débit et moindre hauteur de chute. Il n'en va pas nécessairement de même pour le volet génie civil d'un projet, qui dépend plus de la topographie locale et de la nature des sols.

### 1.2.1 Types de petites centrales hydroélectriques

Les projets de petite centrale hydroélectrique peuvent en général être catégorisés soit comme des « centrales au fil de l'eau », soit comme des « centrales avec réservoir ». Ces deux types d'installations sont décrits ci-dessous.

#### ■ Centrales au fil de l'eau

Le terme « au fil de l'eau » qualifie un mode de fonctionnement dans lequel la centrale hydroélectrique n'utilise que l'eau fournie par le débit naturel de la rivière, comme montré à la **Figure 6**. Il n'y a donc pas de réservoir et l'énergie produite fluctue selon le débit du cours d'eau.



**Figure 6 :**  
*Projet de petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau dans une communauté éloignée.*

**Crédit photo :**  
Robin Hughes/PNS



La quantité d'énergie produite par une petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau fluctue avec le cycle hydrologique, c'est pourquoi ce genre d'installation est plutôt recommandé pour fournir de l'énergie à un grand réseau électrique. Seule, une telle centrale ne fournit généralement pas une puissance garantie. Ainsi, les régions isolées qui font appel à de petites ressources hydroélectriques ont souvent besoin d'une source d'énergie d'appoint. Une centrale au fil de l'eau peut satisfaire tous les besoins en électricité d'une région ou d'une industrie isolée que si le débit minimum de la rivière est suffisant pour répondre à la charge de pointe.

Une petite centrale au fil de l'eau peut exiger la dérivation de l'écoulement de la rivière. Cette dérivation est souvent requise pour tirer profit de la dénivellation présente sur une certaine distance de la rivière. Les projets de dérivation réduisent le débit de la rivière entre la prise d'eau et la centrale. Une digue de dérivation ou un petit barrage est généralement construit pour diriger l'écoulement dans la prise d'eau.

### ■ **Centrales avec réservoir**

Pour qu'une centrale hydroélectrique fournisse de l'électricité sur demande, pour répondre à une demande fluctuante ou à une demande de pointe, l'eau doit être stockée dans un ou plusieurs réservoirs de retenue<sup>2</sup>. À moins de pouvoir puiser à même un lac naturel, le stockage de l'eau nécessite habituellement la construction d'un ou plusieurs barrages et la création de nouveaux lacs ayant des impacts positifs et négatifs sur l'environnement local; quoique les impacts négatifs tendent habituellement à s'amplifier avec l'accroissement du développement. Cela constitue souvent un conflit vu l'attrait des gros projets hydroélectriques qui permettent de fournir de l'énergie « emmagasinée » durant les périodes de demande de pointe. Étant donné les économies d'échelle et le processus d'autorisation complexe, les projets avec stockage ont tendance à être relativement de grande taille.

La création de nouveaux réservoirs de stockage pour les petites centrales hydroélectriques n'est généralement pas viable financièrement, sauf peut-être dans les endroits isolés où l'énergie coûte très cher. Le stockage d'eau dans les petites centrales hydroélectriques, s'il y en a, est généralement limité à de petites quantités d'eau dans un nouveau réservoir ou dans un lac existant en amont d'un barrage déjà en place. Le terme « retenue » est utilisé pour décrire le stockage de petits volumes d'eau. Une retenue peut être profitable aux petites centrales hydroélectriques car elle permet une production accrue d'électricité et donc l'augmentation des revenus.

Le « stockage par pompage » est un autre type d'emmagasinage d'eau où celle-ci est « recyclée » entre un réservoir en aval et un autre en amont. L'eau passe par les turbines pour produire de l'électricité durant les périodes de pointe et est pompée à nouveau vers le réservoir en amont lors des périodes hors pointe. La viabilité économique de tels projets dépend de la différence de prix de l'énergie entre ces deux périodes. Le recyclage de l'eau se traduit par une consommation nette d'électricité en raison de l'inefficacité du pompage par rapport à la production. L'électricité utilisée pour pomper l'eau doit provenir d'autres sources.

---

2. Sauf dans le cas des centrales au fil de l'eau où le débit minimum de la rivière permet d'assurer la puissance de pointe à fournir.





Les incidences environnementales des petites centrales hydroélectriques peuvent varier considérablement selon l'emplacement et la nature des installations.

Les effets environnementaux de l'aménagement d'une petite centrale au fil de l'eau dans un endroit où il existe déjà un barrage, sont généralement mineurs et semblables à ceux de l'agrandissement des installations existantes. L'installation d'une petite centrale au fil de l'eau dans un site non aménagé peut avoir des incidences environnementales additionnelles. Il faut habituellement construire un petit barrage ou une digue de dérivation. La façon la plus économique de procéder peut exiger de noyer des rapides en amont du nouveau petit barrage ou déversoir.

Les incidences environnementales des aménagements hydroélectriques avec stockage d'eau (généralement plus gros) sont surtout reliées à la création d'un réservoir de stockage, qui implique la construction d'un barrage relativement important ou l'utilisation d'un lac existant pour retenir l'eau. La création d'un nouveau réservoir à l'aide d'un barrage implique l'inondation de terres en amont du barrage. L'utilisation de l'eau emmagasinée dans le réservoir derrière un barrage ou dans un lac entraîne des fluctuations des niveaux d'eau et des débits en aval, dans la rivière. Il faut habituellement procéder à une évaluation environnementale rigoureuse pour tout projet comprenant le stockage d'eau.

### ***1.2.2 Étapes d'ingénierie d'un projet hydroélectrique***

Selon Gordon (1989), un projet hydroélectrique compte normalement quatre étapes pour les travaux d'ingénierie. Il faut cependant noter que dans le cas des petites centrales hydroélectriques, les travaux de génie sont souvent limités à trois étapes afin de réduire les coûts. En général, une étude préliminaire qui combine l'étude de préfaisabilité et les levés de reconnaissance est conduite. Cependant, l'étude est souvent complétée avec un moindre degré de détail afin de réduire les coûts. La réduction du niveau de précision de l'étude préliminaire augmente le risque que le projet ne soit pas viable, mais peut habituellement être justifiée en raison des coûts moindres d'un petit projet.

#### **■ *Levés de reconnaissance et études hydrologiques***

Les premières étapes des travaux d'ingénierie couvrent souvent de nombreux sites. Ces travaux comprennent : la délimitation des bassins hydrographiques; les estimations préliminaires du débit et des inondations; une visite d'une journée dans chaque site (par un ingénieur concepteur et un géologue ou un géotechnicien); un plan préliminaire; des estimations de coûts (basées sur des formules ou des données informatiques); un classement final des sites basé sur le potentiel hydrologique et un indice des coûts.





### ■ *Étude de pré faisabilité*

Les travaux d'études de pré faisabilité visant le ou les sites identifiés pourraient inclure la cartographie du site et des études géologiques (avec forages limités aux zones où les incertitudes relatives au sol de fondation pourraient avoir un effet important sur les coûts), une reconnaissance des zones adéquates d'emprunt (p. ex. pour le sable et le gravier), un plan préliminaire basé sur les matériaux connus, une première sélection des principales caractéristiques du projet (capacité installée, type d'aménagement, etc.), une estimation des coûts basée sur les principales quantités, l'identification des incidences environnementales possibles, et la production d'un rapport unique pour chaque site.

### ■ *Étude de faisabilité*

Les travaux d'ingénierie se poursuivraient sur le site choisi avec un important programme d'étude du sol de fondation, la délimitation et la mise à l'essai de toutes les zones d'emprunt, l'estimation de la dérivation, de la conception et des inondations maximales probables, la détermination du potentiel hydroélectrique pour diverses hauteurs de barrage et les capacités installées en vue d'optimiser le projet, la détermination des résistances nominales et maximales aux séismes, la conception suffisamment détaillée de toutes les structures pour connaître les quantités de tous les composants qui constituent plus de 10 % environ du coût de chacune des structures, la détermination de la séquence d'assèchement et du calendrier d'exécution des travaux, l'optimisation du plan du projet, des niveaux d'eau et des composants; la production d'une estimation détaillée des coûts, et enfin, une évaluation économique et financière du projet, incluant notamment une évaluation de l'impact sur le réseau électrique existant ainsi qu'un rapport détaillé sur la faisabilité du projet.

### ■ *Planification et d'ingénierie*

Cette étape des travaux d'ingénierie comprendrait des études et un plan définitif du système de transport de l'énergie, l'intégration du système de transport de l'énergie, l'intégration du projet dans le réseau électrique afin de déterminer avec précision le mode d'exploitation, la production des plans et devis, les appels d'offres, l'analyse des soumissions et un plan détaillé du projet, la production de plans de construction détaillés et l'examen des plans d'équipements du fabricant. Toutefois, cette étape n'inclura pas la surveillance des travaux ni la gestion du projet étant donné que ces travaux font partie des coûts d'exécution du projet.





## 2 MODÈLE RETSCREEN POUR PROJETS DE PETITE CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE

Le modèle RETScreen pour petite centrale hydroélectrique permet d'évaluer quelle quantité d'énergie peut être produite par un site potentiel qui serait raccordé à un réseau central ou, dans le cas d'une région isolée, la portion de cette énergie produite qui pourrait être transmise à une installation électrique locale (ou à la charge dans le cas d'un système hors réseau). Le modèle RETScreen pour petite centrale hydroélectrique permet d'évaluer les petits projets hydroélectriques appartenant aux catégories suivantes :

- petite centrale hydroélectrique;
- mini-centrale;
- micro-centrale.

Le modèle RETScreen pour petite centrale hydroélectrique est d'abord destiné à déterminer si le potentiel d'exploitation d'un site est assez intéressant pour mériter de poursuivre avec une évaluation plus détaillée ou au contraire si ce site doit être abandonné en faveur d'autres options. Chaque site hydroélectrique est unique étant donné qu'environ 75 % du coût de l'aménagement est déterminé par l'emplacement et les conditions du site. Seulement environ 25 % du coût est relativement fixe, puisqu'il s'agit du coût de fabrication de l'équipement électromécanique.

Le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique contient sept feuilles de calcul : *Modèle énergétique*, *Analyse hydrologique et calcul de charge (Hydrologie et charge)*, *Caractéristiques des équipements (Équipements)*, *Analyse des coûts*, *Analyse des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (Analyse des GES)*, *Sommaire financier et Analyse de sensibilité et de risque (Sensibilité)*.

Les feuilles de calcul sont remplies dans l'ordre suivant : *Modèle énergétique*, *Hydrologie et charge*, *Équipements*, *Analyse des coûts* et *Sommaire financier*. Les feuilles *Analyse des GES et Sensibilité* sont des analyses optionnelles. La feuille de calcul *Analyse des GES* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer l'atténuation potentielle de gaz à effet de serre engendrée par le projet proposé. La feuille de calcul *Sensibilité* est fournie pour aider l'utilisateur à évaluer la sensibilité de certains indicateurs financiers aux paramètres techniques et financiers importants du projet. En général, les feuilles de calcul sont remplies du haut vers le bas et le processus peut être répété aussi souvent que nécessaire pour optimiser la conception du projet au niveau des coûts et de l'utilisation de l'énergie.

Le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique offre à l'utilisateur deux méthodes différentes pour évaluer les coûts d'un projet : la méthode d'évaluation des coûts par « Formule » et la méthode d'évaluation des coûts « Détaillée ». Toutes les équations des coûts hydroélectriques utilisées dans la méthode d'évaluation des coûts par formules sont empiriques et basées sur les données recueillies depuis 20 ans sur des grandes et petites installations hydroélectriques. Elles ont été étendues afin d'inclure un plus grand nombre de données sur le site pour ce genre d'analyse (Gordon, 1989 et 1991). Bien





utilisée, la méthode d'évaluation des coûts par formules donnera une base de comparaison suffisante (un minimum) des différentes options d'un projet.

La méthode d'évaluation des coûts « Détaillée » permet d'établir les coûts à partir de quantités et coûts à l'unité. Elle requiert d'être en mesure de connaître la disposition et les dimensions des différentes structures de la centrale. L'utilisateur qui désire employer la méthode de calcul des coûts « Détaillée » devrait comparer les résultats à ceux de la méthode par « Formules ».

Afin de pouvoir utiliser le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique, l'utilisateur aura besoin de certains renseignements qu'il pourra obtenir à partir de cartes topographiques. Les cartes topographiques peuvent être achetées ou commandées chez la plupart des marchands de cartes. Dans les cas où une évaluation hydrologique a déjà été faite pour le site en question, les données pertinentes de cette évaluation peuvent être utilisées dans le modèle. L'utilisateur doit être conscient que s'il ne connaît pas la hauteur de chute ou la dénivellation du site en question, il devra se rendre sur place pour la mesurer à moins de disposer de cartes détaillées. La mesure de la hauteur de chute peut se faire facilement à l'aide de simples techniques topographiques.

Cette section décrit les divers algorithmes utilisés pour calculer sur une base annuelle la production d'énergie avec le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique. Le schéma fonctionnel du modèle est montré à la **Figure 7**. L'utilisateur doit fournir des données sur la courbe de débits classés (*section 2.1*) et pour les applications en réseau isolé et hors réseau, la courbe de charge classée (*section 2.2*). Le rendement de la turbine est calculé à intervalles réguliers à partir de la courbe de débits classés (*sections 2.3.1* et *2.3.2* et *Annexe A*). La puissance installée est alors calculée (*section 2.3.3*) et la courbe de puissance classée est établie (*section 2.3.4*). L'énergie renouvelable disponible est simplement calculée par intégration de la courbe de puissance classée (*section 2.3.5*). Dans le cas d'un réseau central, l'énergie renouvelable fournie est égale à l'énergie renouvelable disponible (*section 2.3.6*). Dans le cas d'une application en réseau isolé ou hors réseau, la procédure est légèrement plus complexe : elle met en jeu la courbe de puissance classée et la courbe de charge (*section 2.3.7*). La méthode d'évaluation des coûts par formules (*Section 2.4*) est décrite en détail dans l'*Annexe B* et une validation du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique est présentée dans la *section 2.5*.

L'application du modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique présente quelques limites. En premier lieu, le modèle a été conçu principalement pour évaluer des projets de petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau. L'évaluation des projets avec barrage ou réservoir est possible, mais requiert un certain nombre d'hypothèses. Les variations de hauteur de chute brute attribuables aux différences de niveau d'eau dans le réservoir ne peuvent pas être simulées. Le modèle a besoin d'une seule valeur pour la hauteur de chute brute, et dans les cas des projets avec réservoir, une valeur moyenne représentative doit être utilisée. Pour déterminer cette valeur moyenne, un calcul en dehors du modèle doit être fait en gardant à l'esprit que les variations de cette valeur peuvent affecter la puissance fournie et la production annuelle d'énergie. En second lieu, pour les applications en réseau isolé et hors réseau dans des lieux éloignés, la demande énergétique est considérée suivre

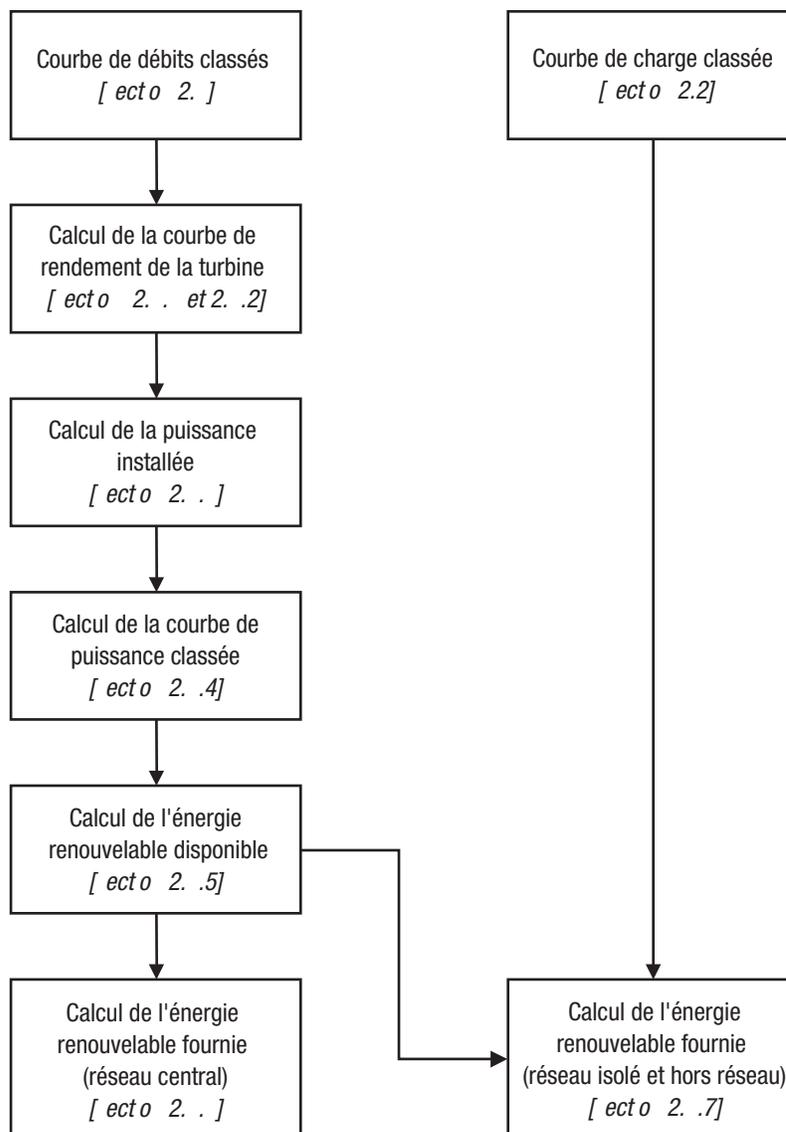




un profil quotidien constant tout au long de l'année. Pour les localités isolées où l'offre et la demande en énergie varient considérablement au cours d'une année, certains ajustements doivent être faits pour estimer convenablement la quantité d'énergie renouvelable fournie. Cette modification peut être faite en changeant la valeur du « Facteur d'ajustement du débit disponible » dans la feuille *Modèle énergétique*. En faisant abstraction de ces limites, le modèle est assez facile à comprendre et à utiliser. Tel que montré dans les sections suivantes, le modèle intègre une quantité considérable d'information sous une forme aisée à utiliser et il devrait être une grande aide pour les ingénieurs impliqués dans l'évaluation préliminaire de petites centrales hydroélectriques.

**Figure 7 :**

*Schéma fonctionnel  
du modèle énergétique  
pour petite centrale  
hydroélectrique.*





## 2.1 Hydrologie

Les données hydrologiques dans RETScreen se présentent sous forme d'une courbe de débits classés qui représente les caractéristiques du débit de la rivière étudiée au cours d'une année moyenne. Pour les projets avec barrage, ces données doivent être entrées manuellement par l'utilisateur et doivent représenter le débit régularisé grâce à la gestion du réservoir. Pour l'instant, le modèle ne tient pas compte des variations de hauteur de chute dans le barrage suite à la baisse du plan d'eau. Pour les projets de centrale au fil de l'eau, les données nécessaires à l'établissement des débits classés peuvent être entrées manuellement ou en utilisant la méthode de l'écoulement spécifique et les données faisant partie de la base de données météorologiques en ligne RETScreen.

La courbe de débits classés est la courbe donnant l'historique des débits moyens quotidiens d'un site, classés en fonction du pourcentage du temps où le débit est supérieur ou égal à ce débit. La courbe de débits classés permet d'évaluer la régularité du débit d'un site et, par conséquent, d'évaluer à la fois la puissance et la quantité d'énergie qu'un site hydroélectrique permettra de garantir. Le modèle calcule ensuite le débit garanti disponible pour la production d'hydroélectricité. Cette valeur est obtenue à partir des valeurs de la courbe de débits classés, du pourcentage de disponibilité du débit garanti et du débit résiduel.

### 2.1.1 Courbe de débits classés

La courbe de débits classés est établie grâce à vingt et une valeurs  $Q_0, Q_5, \dots, Q_{100}$  représentant les différents points de la courbe de débits classés pour des valeurs discrètes de 5 %. Autrement dit,  $Q_n$  représente le débit que la rivière possède ou dépasse,  $n$  % du temps de l'année. Un exemple de courbe de débits classés est donné à la **Figure 8**.

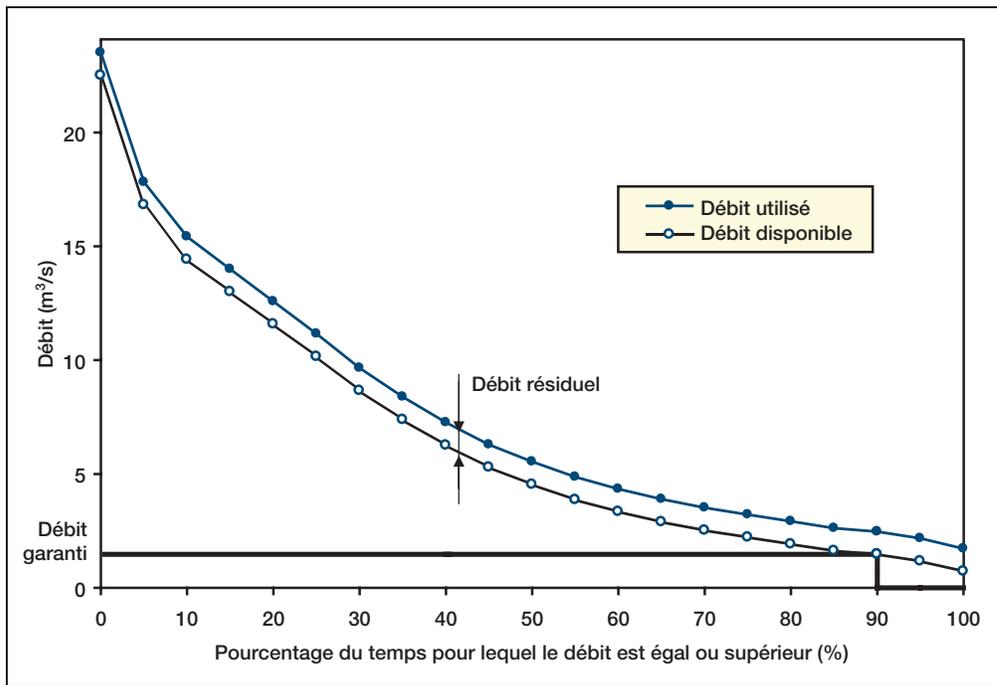
Quand la méthode des écoulements spécifiques est utilisée, la courbe de débits classés est sous une forme normalisée, c'est-à-dire que les valeurs sont exprimées en proportion du débit moyen  $\bar{Q}$  calculé par :

$$\bar{Q} = R A_D \quad (1)$$

où  $R$  est l'écoulement spécifique et  $A_D$  la surface du bassin hydrographique. Les débits réels  $Q_n$  ( $n=0,5, \dots, 100$ ) sont générés à partir des données normalisées  $q_n$  extraites de la base de données météorologiques par l'équation suivante :

$$Q_n = q_n \bar{Q} \quad (2)$$





**Figure 8 :**

Exemple de courbe de débits classés.

### 2.1.2 Débit disponible

Souvent, un débit minimum doit être maintenu dans la rivière tout au long de l'année pour des raisons environnementales. Ce *débit résiduel*  $Q_r$ , spécifié par l'utilisateur, doit être soustrait de toutes les valeurs de la courbe de débits classés pour les calculs de la puissance installée, de la puissance garantie et de l'énergie renouvelable disponible, comme expliqué plus loin dans ce chapitre. Le *débit disponible*  $Q'_n$  ( $n = 0,5, \dots, 100$ ) est alors défini par :

$$Q'_n = \max(Q_n - Q_r, 0) \quad (3)$$

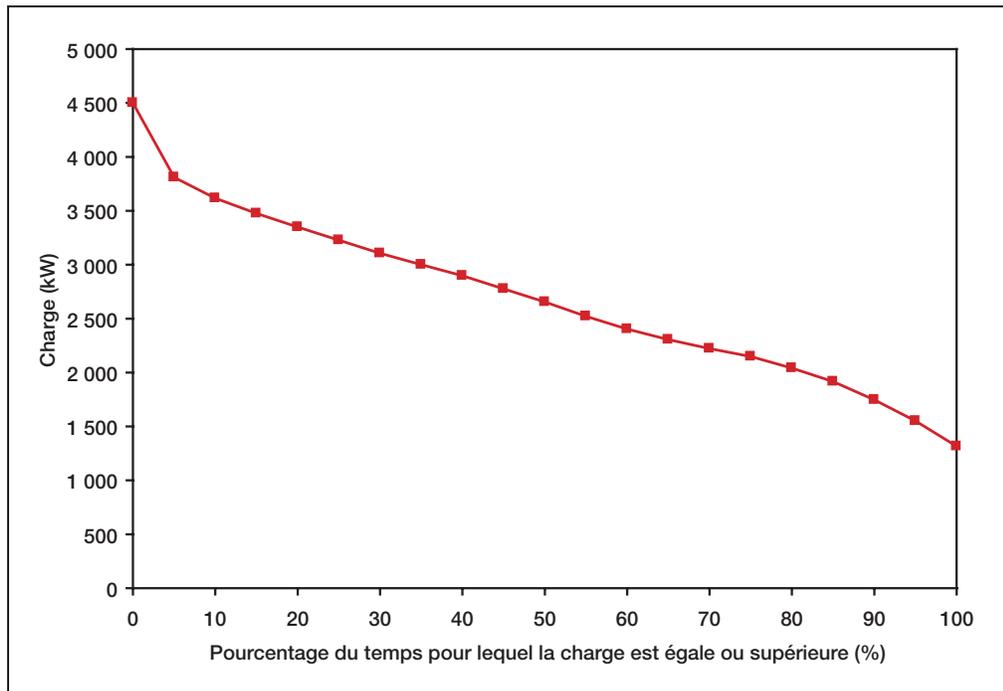
Une courbe de débits classés est présentée à la **Figure 8**, pour une valeur de  $Q_r$  de  $1 \text{ m}^3/\text{s}$ .

### 2.1.3 Débit garanti

Le débit garanti est défini comme le débit qui serait disponible  $p$  % du temps, où  $p$  est un pourcentage précisé par l'utilisateur et généralement égal à 95 %. Le débit garanti est calculé à partir de la courbe de débits classés. Lorsque cela est nécessaire, une interpolation linéaire à l'intérieur d'un intervalle de 5 % est faite pour accéder au débit garanti. Dans l'exemple de la **Figure 8**, le débit garanti est égal à  $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$  pour une valeur  $p$  de 90 %.

## 2.2 Charge

Le degré de sophistication utilisé pour décrire la charge dépend du type de réseau considéré. Si la petite centrale hydroélectrique est reliée à un réseau central, le réseau est considéré absorber toute l'énergie produite; ainsi, la charge (puissance appelée sur le réseau) n'a pas besoin d'être spécifiée. Par contre, si la centrale est hors réseau ou raccordée à un réseau isolé, la portion d'énergie produite qui peut être livrée dépend de la capacité d'absorption de la charge. Le modèle RETScreen pour les projets de petite centrale hydroélectrique considère que la demande quotidienne d'énergie reste constante pour chacune des journées d'une année et qu'elle peut être représentée par une courbe de charge classée. Un exemple d'une telle courbe se trouve à la **Figure 9**. Elle est établie de la même manière que la courbe de débits classés présentée dans la *section 2.1.1* : la courbe de charge classée est définie par vingt et une valeurs  $L_0, L_5, \dots, L_{100}$  qui définissent la charge sur la courbe par valeurs discrètes de 5 % :  $L_k$  représente la charge qui doit être fournie ou dépassée  $k$  % du temps.



**Figure 9 :**

*Exemple d'une courbe de charge classée.*



### 2.2.1 Demande énergétique

La demande<sup>3</sup> énergétique quotidienne est calculée par intégration de la surface sous la courbe de charge classée pour une journée. En utilisant une simple formule d'intégration trapézoïdale, la demande énergétique quotidienne  $D_d$  exprimée en kWh, est alors calculée par :

$$D_d = \sum_{k=1}^{20} \left( \frac{L_{5(k-1)} + L_{5k}}{2} \right) \frac{5}{100} 24 \quad (4)$$

où les  $L$  sont exprimés en kW. La demande énergétique annuelle  $D$  est obtenue en multipliant la demande quotidienne par le nombre de jours dans une année, soit 365 :

$$D = 365 D_d \quad (5)$$

### 2.2.2 Facteur de charge moyen

Le facteur de charge moyen  $\bar{L}$  est le rapport de la puissance moyenne quotidienne appelée ( $D_d/24$ ) sur la charge de pointe ( $L_0$ ) :

$$\bar{L} = \frac{D_d/24}{L_0} \quad (6)$$

Cette quantité n'est pas utilisée dans le reste de l'algorithme, elle est simplement fournie pour que l'utilisateur ait une meilleure indication de la variabilité de la charge.

## 2.3 Production d'énergie

Le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique estime en MWh la quantité annuelle d'énergie renouvelable fournie. Cette valeur est déterminée à partir du débit disponible ajusté (par le facteur d'ajustement du débit disponible), du débit nominal d'équipement, du débit résiduel, de la charge (courbe de charge classée), de la hauteur de chute brute, du rendement et des pertes. Pour calculer la quantité annuelle d'énergie renouvelable fournie, on a aussi pris soin, pour chaque valeur de la courbe de débits classés, de prendre la moindre des deux valeurs suivantes : l'énergie renouvelable disponible et la charge telle que caractérisée dans la courbe quotidienne de charge classée.

3. On suppose que le lecteur est déjà familier avec les concepts de charge et de demande. La charge concerne des valeurs instantanées (puissance, exprimée par exemple en W), alors que la demande concerne des valeurs intégrées (énergie, exprimée par exemple en J ou Wh).



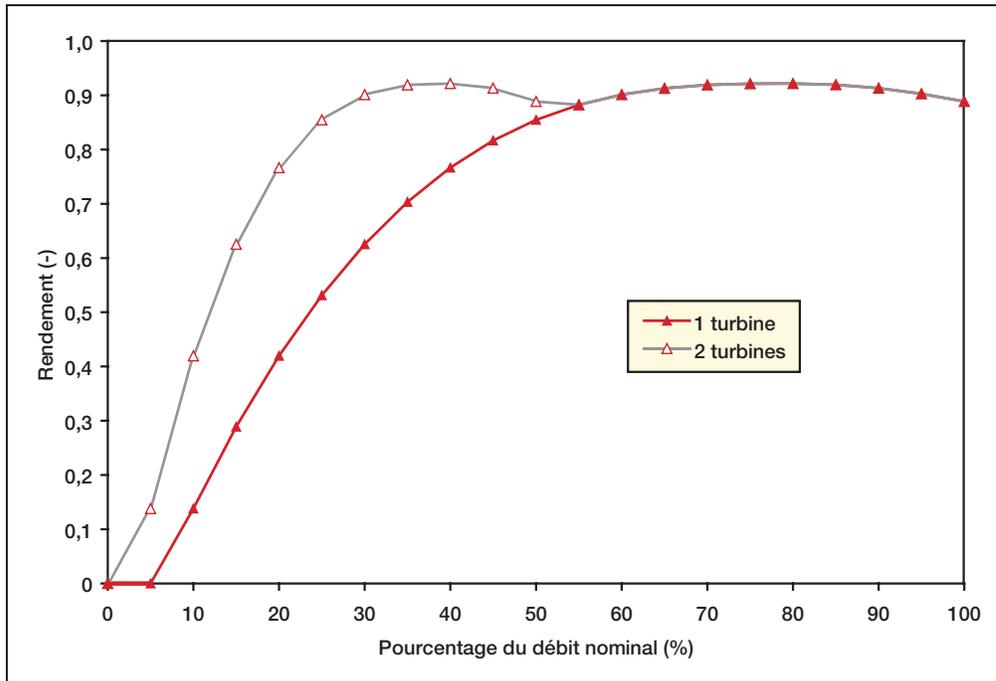
### 2.3.1 Courbe de rendement de la turbine

Les données caractérisant le rendement de la turbine d'une petite centrale hydroélectrique peuvent être entrées manuellement ou calculées par RETScreen. Les rendements calculés peuvent être corrigés en utilisant le *coefficient de conception / fabrication de turbines* et le *facteur d'ajustement du rendement* dans la feuille de calcul *Équipements*. Les courbes de rendement des turbines standards ont été élaborées pour les turbines suivantes :

- Kaplan (turbine à réaction)
- Francis (turbine à réaction)
- À hélice (turbine à réaction)
- Pelton (turbine à impulsion)
- Turgo (turbine à impulsion)
- À écoulement transversal (généralement considérée comme une turbine à impulsion)

Le type de turbine est choisi en fonction de la hauteur de chute et du débit du site. Le calcul des courbes de rendement des turbines dépend d'un certain nombre de paramètres qui incluent la hauteur de chute nette (hauteur de chute brute moins les pertes hydrauliques maximales), le diamètre de l'aube (calculé), la vitesse propre de la turbine (calculée pour les turbines à réaction) et le coefficient de conception / fabrication de la turbine. Les équations de rendement ont été obtenues à partir d'un grand nombre de courbes de rendements fournies par les fabricants pour différents types de turbines et pour des hauteurs de chute et des débits variés. Les équations de rendement des turbines sont décrites dans l'**Annexe A**.

Pour des applications à plusieurs turbines, toutes les turbines sont supposées identiques et la centrale gérée de la manière suivante : on utilise une seule turbine jusqu'à ce que son débit nominal maximal soit atteint, puis on divise le flot entre deux turbines et ainsi de suite jusqu'à avoir l'ensemble des turbines de la centrale en fonctionnement. Les équations de rendement des turbines et le nombre de turbines permettent de calculer le rendement global de la centrale pour des débits variant entre 0 % et 100 % du débit nominal (débit maximum pour lequel la centrale a été conçue) par valeurs discrètes de 5 %. Un exemple de courbe de rendement de turbine est présenté à la **Figure 10** pour 1 et 2 turbines.



**Figure 10 :**

Courbes de rendement pour une turbine Francis

(hauteur de chute brute = 146 m; débit nominal = 1,90 m<sup>3</sup>/s).

### 2.3.2 Puissance disponible en fonction du débit

La puissance disponible  $P$  réellement fournie par une petite centrale hydroélectrique pour un débit donné  $Q$  est obtenue par l'équation suivante, dans laquelle on tient compte des pertes hydrauliques en fonction du débit et de la perte de charge associée au canal de fuite en période de crue :

$$P = \rho g Q \left[ H_g - (h_{hydr} + h_{fuite}) \right] e_t e_g (1 - l_{trans}) (1 - l_{para}) \quad (7)$$

où  $\rho$  est la masse volumique de l'eau (1 000 kg/m<sup>3</sup>),  $g$  la gravité (9,81 m/s<sup>2</sup>),  $H_g$  la hauteur de chute brute,  $h_{hydr}$  et  $h_{fuite}$  sont respectivement les pertes hydrauliques et les pertes de charge attribuables au canal de fuite en période de crue, toutes deux dépendant du débit; et  $e_t$  est le rendement de la turbine pour le débit  $Q$ , calculé selon la méthode de la section 2.3.1. Finalement,  $e_g$  est le rendement de la génératrice,  $l_{trans}$  les pertes dans le transformateur et  $l_{para}$  les pertes parasites d'électricité; les valeurs  $e_g$ ,  $l_{trans}$  et  $l_{para}$  sont précisées par l'utilisateur dans la feuille de calcul *Modèle énergétique* et sont supposées indépendantes du débit considéré.



Les pertes hydrauliques sont corrigées dans la gamme de débits disponibles en fonction de la relation suivante :

$$h_{hydr} = H_g l_{hydr,max} \frac{Q^2}{Q_{conc}^2} \quad (8)$$

où  $l_{hydr,max}$  sont les pertes hydrauliques maximales spécifiées par l'utilisateur et  $Q_{conc}$  le débit nominal. De la même manière, l'effet maximal des pertes dans le canal de fuite est corrigé pour les débits disponibles au moyen de la relation suivante :

$$h_{fuite} = h_{fuite,max} \frac{(Q - Q_{conc})^2}{(Q_{max} - Q_{conc})^2} \quad (9)$$

où  $h_{fuite,max}$  est l'effet maximal des pertes dans le canal de fuite, c'est-à-dire la perte maximale de hauteur de chute brute qui apparaîtra pendant les périodes de plus hautes crues de la rivière.  $Q_{max}$  est le débit maximal de la rivière. L'équation (9) est appliquée uniquement pour des débits de la rivière qui sont supérieurs au débit nominal de la centrale (c.-à-d. quand  $Q > Q_{conc}$ ).

### 2.3.3 Puissance installée

La puissance installée  $P_{conc}$  est calculée en réécrivant l'équation (7) pour le débit nominal  $Q_{conc}$ . L'équation se simplifie pour donner :

$$P_{conc} = \rho g Q_{conc} H_g (1 - l_{hydr}) e_{t,conc} e_g (1 - l_{trans}) (1 - l_{para}) \quad (10)$$

où  $P_{conc}$  est la puissance installée et  $e_{t,conc}$  le rendement de la turbine pour le débit nominal, calculé selon la méthode expliquée dans la section 2.3.1.

La puissance garantie d'une petite centrale hydroélectrique est calculée également grâce à l'équation (7), mais en utilisant le débit garanti et les valeurs de rendement de turbine et de pertes hydrauliques qui correspondent à ce débit. Lorsque le débit garanti est plus grand que le débit nominal, la puissance garantie de la centrale hydroélectrique est alors égale à sa puissance installée calculée par l'équation (10).

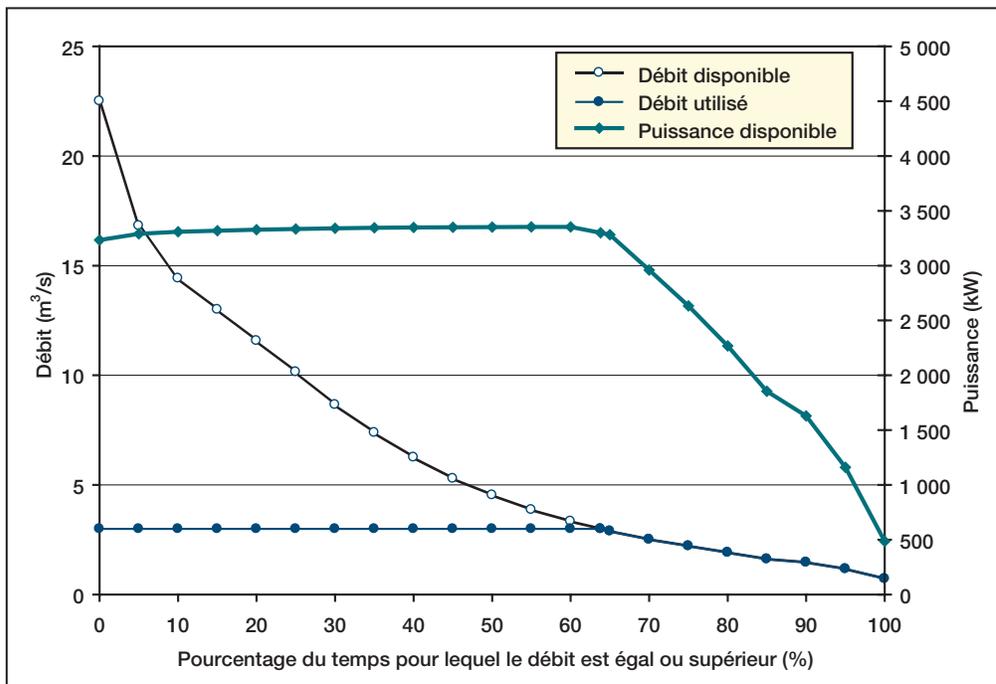


### 2.3.4 Courbe de puissance classée

Le calcul par l'équation (7) de la puissance disponible en fonction du débit pour chacune des 21 valeurs du débit disponible  $Q'_0, Q'_5, \dots, Q'_{100}$  utilisé pour définir la courbe des débits classés, mène à 21 valeurs de la puissance disponible  $P_0, P_1, \dots, P_{100}$  définissant la courbe de puissance classée fournie par la centrale hydroélectrique. Comme le débit nominal est le débit maximal qui peut être utilisé par la ou les turbine(s), les valeurs de débit utilisées dans les équations (7) et (8) sont en réalité définies<sup>4</sup> par  $Q_{n,utilisé}$  :

$$Q_{n,utilisé} = \min(Q'_n, Q_{conc}) \quad (11)$$

Un exemple de courbe de puissance classée est présenté à la **Figure 11**, avec un débit nominal égal à 3 m<sup>3</sup>/s.



**Figure 11 :**

Exemple de courbe de puissance classée.

4. Par contre dans l'équation (9), ni le débit résiduel ni le débit maximal ne sont à prendre en compte, c'est bien  $Q_n$  qui doit être utilisé et non  $Q_{n,utilisé}$ .

### 2.3.5 Énergie renouvelable disponible

La quantité d'énergie renouvelable disponible est déterminée par le calcul de la surface sous la courbe de puissance classée, en faisant une interpolation linéaire entre les valeurs calculées des puissances produites. Comme la courbe des débits classés représente un cycle annuel, chaque intervalle de 5 % de cette courbe correspond à 5 % de 8 760 heures (nombre d'heures dans une année). L'énergie renouvelable annuelle disponible  $E_{dispo}$  (en kWh/an) est alors calculée à partir des valeurs  $P$  (en kW) par :

$$E_{dispo} = \sum_{k=1}^{20} \left( \frac{P_{5(k-1)} + P_{5k}}{2} \right) \frac{5}{100} 8760 (1 - l_{dt}) \quad (12)$$

où  $l_{dt}$  sont les pertes et arrêts annuels qui ont été spécifiés par l'utilisateur. Dans le cas où le débit nominal tombe entre deux valeurs discrètes de 5 % sur la courbe de débits classés (voir **Figure 11**), l'intervalle est séparé en deux et une interpolation linéaire est utilisée de chaque côté du débit nominal.

L'équation (12) définit la quantité d'énergie renouvelable disponible. La quantité effectivement fournie dépend du type de réseau, comme il sera décrit dans les sections suivantes.

### 2.3.6 Énergie renouvelable fournie - réseau central

Pour les centrales raccordées à un réseau central, on suppose que ce dernier peut absorber la totalité de l'énergie produite par la petite centrale hydroélectrique. Par conséquent, toute l'énergie renouvelable disponible sera fournie au réseau central et l'énergie renouvelable fournie  $E_{fournie}$  est simplement :

$$E_{fournie} = E_{dispo} \quad (13)$$

### 2.3.7 Énergie renouvelable fournie - réseau isolé et hors réseau

Pour les applications en réseau isolé et hors réseau, la procédure est légèrement plus compliquée car l'énergie renouvelable fournie est en réalité limitée par les besoins du réseau local ou la charge, tels que précisés par la courbe de charge classée (**Figure 9**). On utilise alors la procédure suivante : pour chaque valeur discrète de 5 % sur la courbe de débits classés, la valeur correspondante de la puissance disponible de la centrale (supposée constante dans une journée) est comparée à la courbe de charge classée (supposée représenter le profil quotidien de la demande). La partie de l'énergie qui peut être fournie par la petite centrale hydroélectrique est déterminée comme étant l'aire qui est à la fois en dessous de la courbe de charge classée et de la ligne horizontale représentant la puissance disponible de



la centrale. Les vingt et une valeurs de l'énergie quotidienne fournie  $G_0, G_5, \dots, G_{100}$  correspondant aux puissances disponibles  $P_0, P_5, \dots, P_{100}$  sont alors calculées. Pour chaque valeur de puissance disponible  $P_n$ , l'énergie quotidienne fournie  $G_n$  est donnée par :

$$G_n = \sum_{k=1}^{20} \left( \frac{P'_{n,5(k-1)} + P'_{n,5k}}{2} \right) \frac{5}{100} 24 \quad (14)$$

où  $P'_{n,k}$  est la valeur moindre de la charge  $L_k$  et la puissance disponible  $P_n$  :

$$P'_{n,k} = \min(P_n, L_k) \quad (15)$$

Dans le cas où la puissance disponible  $P'_{n,k}$  tombe entre deux valeurs discrètes de 5 % sur la courbe de charge classée, l'intervalle est coupé en deux et une interpolation linéaire est utilisée de chaque côté de la valeur de la puissance disponible.

Pour illustrer cette procédure, on prend comme exemple le cas d'une centrale qui aurait comme courbe de charge classée, celle de la **Figure 9** et comme courbe de puissance classée, celle de la **Figure 11**. Le but de cet exemple est de déterminer la valeur quotidienne d'énergie renouvelable  $G_{75}$  fournie à un débit qui est dépassé 75 % du temps. Il faut d'abord commencer par se référer à la **Figure 11** pour déterminer le niveau de puissance correspondant à ce débit :

$$P_{75} = 2\,630 \text{ kW} \quad (16)$$

Ensuite, il faut reporter cette valeur sur une ligne horizontale dans la courbe de charge classée, tel qu'illustré à la **Figure 12**. La surface qui est à la fois en dessous de la courbe de charge classée et la ligne horizontale de la puissance disponible est l'énergie renouvelable fournie quotidiennement sur le réseau pour la puissance de la centrale électrique qui correspond au débit  $Q_{75}$ ; l'intégration à l'aide de la formule (14) donne le résultat :

$$G_{75} = 56,6 \text{ MWh/j} \quad (17)$$



Cette procédure est répétée pour chaque valeur  $P_0, P_5, \dots, P_{100}$  afin d'obtenir vingt et une valeurs de l'énergie renouvelable fournie quotidiennement  $G_0, G_5, \dots, G_{100}$  en fonction du pourcentage du temps où le débit est dépassé, comme montrée à la **Figure 13**. La quantité d'énergie annuelle fournie  $E_{fournie}$  est obtenue simplement en calculant l'aire obtenue sous la courbe de la **Figure 13**, à nouveau avec la règle de calcul trapézoïdal :

$$E_{fournie} = \sum_{n=1}^{20} \left( \frac{G_{5(n-1)} + G_{5n}}{2} \right) \frac{5}{100} 365 (1 - l_{dt}) \quad (18)$$

où, comme précédemment,  $l_{dt}$  sont les pertes et arrêts annuels spécifiés par l'utilisateur.

### 2.3.8 Facteur d'utilisation de la centrale hydroélectrique

Le facteur annuel d'utilisation  $K$  de la centrale hydroélectrique est une mesure du débit disponible au site et de l'efficacité de son utilisation. Il est défini comme étant le rapport entre l'énergie renouvelable moyenne annuelle fournie par la centrale et sa puissance installée qui serait utilisée 8 760 heures par an :

$$K = \frac{E_{fournie}}{8760 P_{conc}} \quad (19)$$

où l'énergie renouvelable fournie annuellement  $E_{fournie}$ , calculée par les équations (13) ou (18), est exprimée en kWh et la puissance installée calculée à partir de l'équation (10), est exprimée en kW.

### 2.3.9 Excédent disponible d'énergie renouvelable

L'excédent disponible d'énergie renouvelable  $E_{excédent}$  est la différence entre l'énergie renouvelable disponible  $E_{dispo}$  et l'énergie renouvelable fournie  $E_{fournie}$  :

$$E_{excédent} = E_{dispo} - E_{fournie} \quad (20)$$

où  $E_{dispo}$  est calculée à partir de l'équation (12) et  $E_{fournie}$  à partir des équations (13) ou (18).

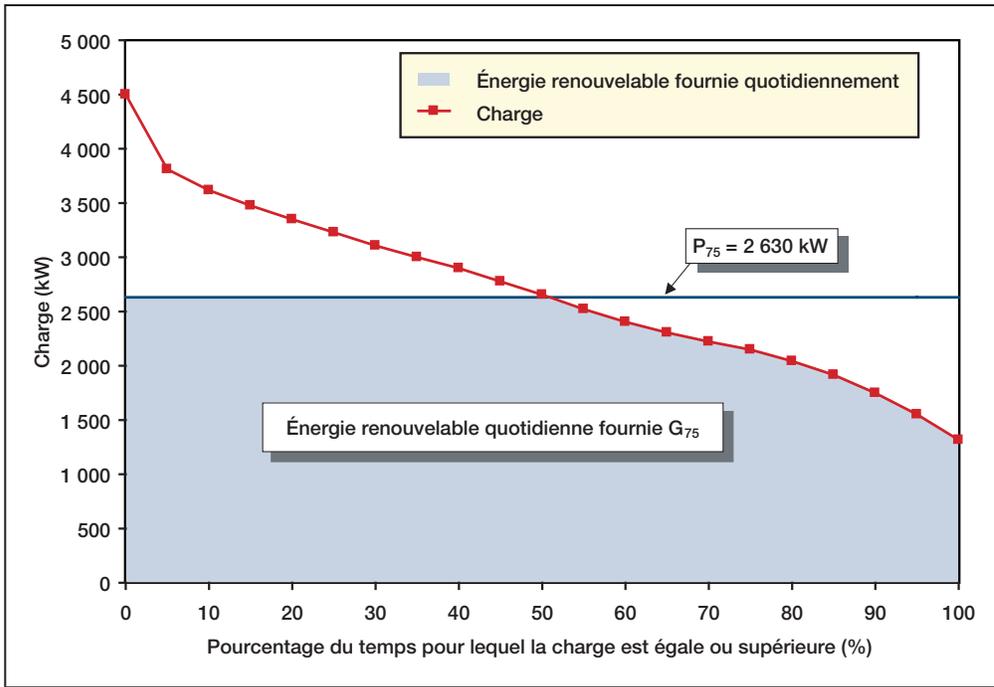


Figure 12 :

Exemple de calcul de l'énergie renouvelable fournie quotidiennement.

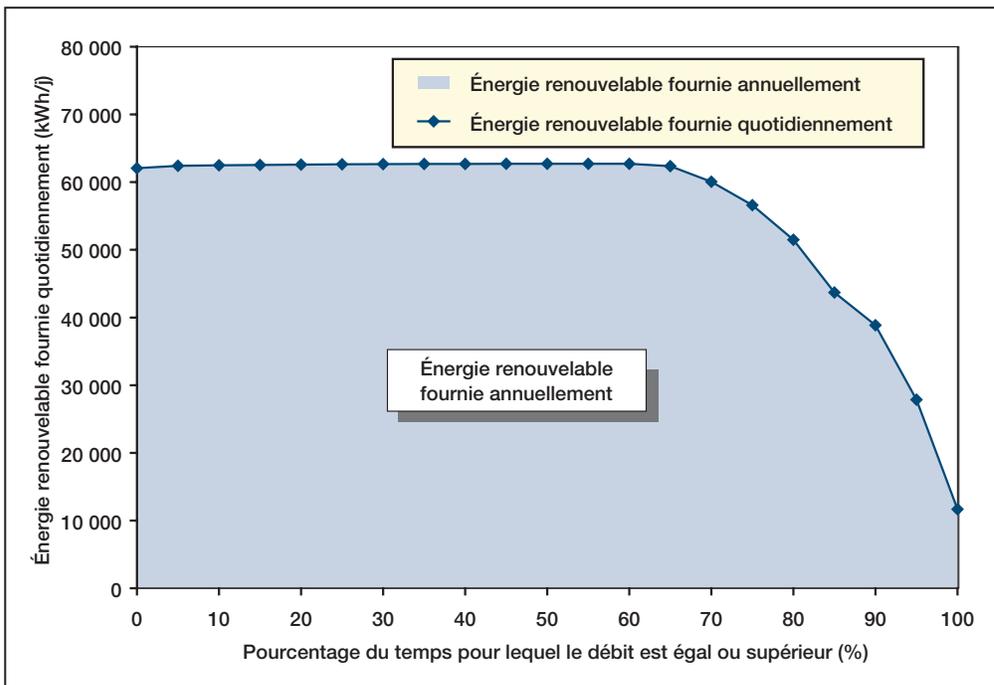


Figure 13 :

Exemple de calcul de l'énergie renouvelable fournie annuellement.





## 2.4 Calcul du coût d'un projet

Le modèle pour projets de petite centrale hydroélectrique a la particularité par rapport aux autres modèles technologiques de RETScreen, d'offrir deux méthodes d'évaluation des coûts d'un projet : la méthode d'évaluation des coûts « Détaillée » et la méthode d'évaluation des coûts par « Formule ».

La méthode d'évaluation des coûts détaillée est décrite dans le manuel en ligne intégré à RETScreen. La méthode d'évaluation des coûts par formules est basée sur des formules empiriques qui ont été développées de manière à pouvoir faire une corrélation entre les coûts du projet concerné et ceux de projets de référence. Les coûts d'un certain nombre de projets ont été utilisés pour développer ces formules. Elles sont décrites dans l'**Annexe B**.

## 2.5 Validation

De nombreux experts ont contribué au développement, aux tests et validation du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique, y compris des experts de la modélisation de petites centrales hydroélectriques, des ingénieurs experts des coûts, des spécialistes de la modélisation des gaz à effet de serre, des professionnels de l'analyse financière et des scientifiques spécialisés dans les bases de données météorologiques de satellites ou de stations de surveillance au sol.

Cette section présente trois exemples de validation qui ont été réalisés. Dans la *section 2.5.1*, la courbe de rendement d'une turbine calculée par RETScreen a été comparée à celle proposée par un fabricant pour une turbine installée de caractéristiques identiques. Ensuite, la puissance installée et la quantité annuelle d'énergie renouvelable fournie par la centrale calculées par RETScreen ont été comparées dans la *section 2.5.2* à des valeurs calculées par un autre logiciel. Enfin, les coûts du projet calculés selon la méthode d'évaluation des coûts par formules ont été comparés dans la *section 2.5.3* aux coûts réels de construction d'un projet de petite centrale hydroélectrique.

### 2.5.1 Rendement de turbine

Le rendement de turbine pour petite centrale hydroélectrique calculé par RETScreen, a été comparé au rendement garanti par le fabricant dans le cadre d'un projet Brown Lake réalisé en Colombie-Britannique au Canada.

La liste qui suit résume les caractéristiques principales du projet de Brown Lake ainsi que les performances de la turbine telles qu'elles ont été données par le fabricant :



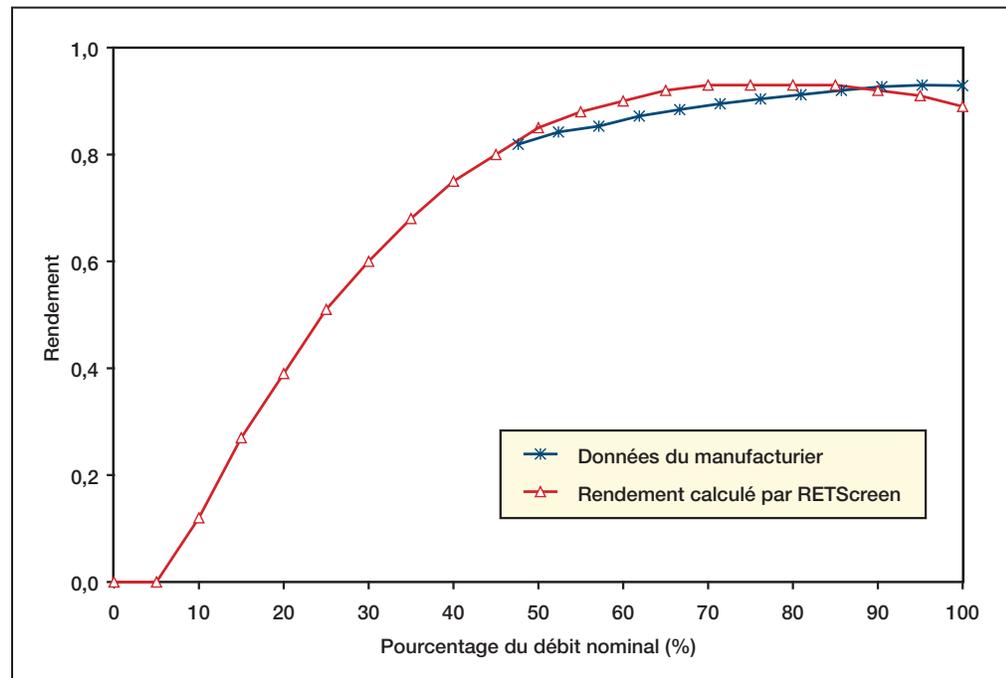


- **Nom du projet :**  
Brown Lake Hydro Project
  
- **Lieu du projet :**  
Environ 40 km au sud de Prince Rupert, en Colombie-Britannique  
au confluent de Brown Creek et Ecstall River.
  
- **Particularités du projet :**  
Tunnel de 600 m de long, creusé dans le roc et puisant l'eau dans le fond  
du lac Brown, 50 m de conduite forcée en acier de 1,50 m de diamètre,  
une seule turbine de type Francis à axe horizontal, génératrice synchrone  
horizontale, 1 500 m de câble électrique sous-marin, sous-station  
et raccordement au réseau de BC Hydro à une tension de 69 kV. Exploitation  
automatisée avec contrôle à distance.
  
- **Date de mise en service :**  
Décembre 1996
  
- **Fabricant de la turbine :**  
GEC Alsthom (roue de Neyrpic)
  
- **Type de turbine :**  
Francis
  
- **Puissance nominale :**  
6 870 kW avec une hauteur  
de chute nette de 103,6 m
  
- **Puissance maximale :**  
7 115 kW avec une hauteur  
de chute nette de 105,6 m
  
- **Vitesse de rotation :**  
514 tours/minute
  
- **Diamètre :**  
1 100 mm
  
- **Nombre de pales :**  
13
  
- **Données de rendement :**  
(voir *Tableau 1*)

Débit (m <sup>3</sup> /s)	Rendement
7,35	0,93
7,00	0,93
6,65	0,93
6,30	0,92
5,95	0,91
5,60	0,90
5,25	0,90
4,90	0,88
4,55	0,87
4,20	0,85
3,85	0,84
3,50	0,82

**Tableau 1 :** Données fournies par le fabricant  
sur le rendement de la turbine.

Une valeur de hauteur de chute brute de 109,1 m a été utilisée dans RETScreen; cette valeur correspond à une hauteur de chute nette de 103,6 m avec des pertes hydrauliques maximales de l'ordre de 5 %. Les données du fabricant et la courbe de rendement obtenue par RETScreen sont comparées à la **Figure 14**. Cette figure montre que la courbe de rendement calculée par RETScreen donne une bonne approximation des rendements de turbines tels qu'ils ont été prévus par le concepteur.



**Figure 14 :**

*Comparaison des rendements de turbine hydroélectrique calculés par RETScreen avec ceux fournis par le fabricant.*

Notons qu'en principe, une vérification des performances sur le site devrait être faite afin de vérifier la courbe de rendement telle qu'elle a été calculée à la conception. Cependant, des tests précis sur site sont chers et ne sont généralement pas réalisés pour des petits projets de centrale hydroélectrique à moins qu'il y ait suffisamment de doutes associés au fonctionnement de la turbine installée par rapport aux prévisions du fabricant. Les tests sur site pourraient montrer des différences dans la morphologie de la courbe de rendement proposée par le fabricant.



### 2.5.2 Puissance installée et énergie renouvelable fournie annuellement

Les résultats du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique et ceux d'un logiciel appelé HydrA ont été comparés dans un rapport de l'Agence Internationale de l'Énergie réalisé dans le cadre de *Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programmes* et intitulé « *Assessment Methods for Small-hydro Projects* » par E M Wilson, D.Sc., FICE, FASCE, d'avril 2000. HydrA est un logiciel utilisé pour estimer le potentiel hydroélectrique de n'importe quel site au Royaume-Uni ou en Espagne. HydrA comprend un modèle d'estimation du débit spécifique régional élaboré à partir d'une analyse statistique de grande envergure sur les données de débit des rivières et d'information sur les bassins hydrographiques.

Ce qui suit est la traduction française d'un extrait de ce rapport :

Une comparaison entre les analyses énergétiques de RETScreen<sup>5</sup> et HydrA a été faite pour un bassin hydrographique en Écosse pour lequel la courbe de débits classés obtenue par HydrA a été entrée dans RETScreen. Les courbes de rendement standards ou génériques des deux programmes ont été laissées tels quels, même si elles diffèrent légèrement. Les débits nominaux et les débits résiduels étaient identiques dans les deux programmes. Les valeurs énergétiques annuelles ont été obtenues avec les données suivantes :

Débit moyen : 1,90 m<sup>3</sup>/s  
 Débit résiduel : 0,27 m<sup>3</sup>/s  
 Débit nominal de la turbine : 1,63 m<sup>3</sup>/s  
 Hauteur de chute brute : 65,0 m  
 Hauteur de chute nette : 58,5 m

Turbines envisagées	Production annuelle brute d'énergie (MWh)	Production annuelle nette d'énergie (MWh)	Puissance maximale produite (kW)	Capacité nominale (kW)	Débit minimum de fonctionnement (m <sup>3</sup> /s)
RETScreen					
Francis		3 092		819,0	
Écoulement transversal		2 936		745,0	
Turgo		3 125		758,0	
HydrA					
Francis	3 270,3	3 107	858,7	824,4	0,76
Écoulement transversal	3 072,7	2 919	748,3	700,5	0,51
Turgo	3 163,1	3 005	809,1	728,2	0,43

Il peut être conclu de ce simple test que la différence entre les calculs énergétiques est minime.

5. Une version bêta du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique Version 2000 a été utilisée pour ce test.





### 2.5.3 Évaluation des coûts d'un projet

Les coûts d'un projet calculés par RETScreen en utilisant la méthode d'évaluation des coûts par formules ont été comparés avec l'évaluation détaillée des coûts réels de construction, préparée pour le complexe hydroélectrique existant de 6 MW de Rose Blanche à Terre-Neuve au Canada.

Les principaux paramètres du projet de Rose Blanche sont résumés ci-dessous :

- **Nom du projet :**  
Développement hydroélectrique de Rose Blanche
- **Promoteur du projet :**  
Newfoundland Power
- **Lieu du projet :**  
Rivière Rose Blanche à environ 45 km à l'est de Channel Port Aux Basques.
- **Date de mise en service :**  
Décembre 1998
- **Type de projet :**  
Au fil de l'eau (avec une réserve de plusieurs jours)
- **Capacité installée :**  
6 MW
- **Hauteur de chute nette à la conception :**  
114,2 m
- **Débit nominal :**  
6,1 m<sup>3</sup>/s
- **Turbine/génératrice :**  
Deux turbines Francis reliées à une seule génératrice
- **Autres caractéristiques du projet :**  
Petit barrage offrant une faible capacité de stockage, conduite forcée de 1 300 m, ligne électrique courte (environ 3 km).

La **Figure 15** montre les données entrées dans RETScreen et les résultats obtenus en utilisant la méthode d'évaluation des coûts par formules. L'évaluation détaillée des coûts pour le projet réel ainsi que la comparaison avec les résultats obtenus par RETScreen sont présentées à la **Figure 16**. Les coûts détaillés du projet, évalués en 1998, ont été convertis pour l'an 2000 en utilisant un facteur d'inflation de 1,03.



## 2. Modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique

**Analyse des coûts RETScreen® - Projet de petite centrale hydroélectrique**

Méthode d'évaluation des coûts : **Formule**      Devise : **\$**      Coûts de référence : **Aucun**

[Consulter la page d'aide](#)

Méthode de calcul des coûts par formules		Notes/Plage	
<b>Intrants</b>			
Pays hôte du projet		Canada	
Climat froid?	oui/non	Oui	
Nombre moyen de jours de gel au site	jour	200	
Nombre de turbines	turbine	1	
Débit par turbine	m³/s	1,9	<a href="#">voir cartes</a> <a href="#">visiter le site Web des données satellitaires de la NASA</a>
Diamètre approximatif de l'aube (par unité)	m	0,6	
Classification du projet :			
Classification suggérée	-	Midi	
Classification choisie	-	Petite	
Barrage existant?	oui/non	Non	
Longueur de crête du nouveau barrage	m	250,0	
Roc sur le site du barrage?	oui/non	Oui	
Pertes hydrauliques maximales	%	5%	
Pertes diverses et pertes à l'entrée de la conduite	%	1%	1% à 5%
Chemin d'accès requis?	oui/non	Oui	
Longueur	km	5,0	
Chemin pour la construction seulement?	oui/non	Non	
Difficulté du terrain	-	3,0	1,0 à 6,0
Tunnel requis?	oui/non	Non	
Canal requis?	oui/non	Non	
Conduite forcée requise?	oui/non	Oui	
Longueur	m	1 300	
Nombre de conduites forcées identiques	conduite	1	
Facteur de perte de charge admissible	%	4,0%	1,0 % à 4,0 %
Diamètre de la conduite	m	1,61	
Épaisseur moyenne de la paroi de la conduite	mm	8,1	
Distance des sites d'emprunt	km	3,0	
Ligne électrique			
Longueur	km	5,0	
Difficulté du terrain	-	1,0	1,0 à 2,0
Tension	kV	44,0	
Taux d'intérêt	%	9,0%	

Coûts d'investissement		Coûts		Facteur d'ajustement		Montant		% du total	
Méthode de calcul des coûts par formules		(devises locales)				(devises locales)			
Étude de faisabilité	\$	504 000	1,00	\$	504 000	3,1%			
Développement	\$	529 000	1,00	\$	529 000	3,3%			
Droits fonciers	\$	-		\$	-	0,0%			
Développement sous-total :				\$	529 000	3,3%			
Ingenierie	\$	537 000	1,00	\$	537 000	3,3%			
Équipements énergétiques	\$	3 032 000	1,00	\$	3 032 000	18,6%			
Infrastructures connexes									
Chemin d'accès	\$	1 096 000	1,00	\$	1 096 000	6,7%			
Ligne électrique	\$	217 000	1,00	\$	217 000	1,3%			
Poste et transformateur	\$	175 000	1,00	\$	175 000	1,1%			
Conduite forcée	\$	1 831 000	1,00	\$	1 831 000	11,3%			
Canal	\$	-	1,00	\$	-	0,0%			
Tunnel	\$	-	1,00	\$	-	0,0%			
Génie civil (autres)	\$	6 326 000	1,00	\$	6 326 000	38,8%			
Infrastructures connexes sous-total :		\$	9 645 000	\$	9 645 000	59,3%			
Divers		\$	2 015 000	1,00	\$	2 015 000	12,4%		
Étude du scénario de réf. et PS des GES	Coût	0		\$	-	0,0%			
Validation et embalement pour les GES	Coût	0		\$	-	0,0%			
Divers sous-total :				\$	2 015 000	12,4%			
<b>Total des coûts d'investissement (par formules)</b>		\$	16 262 000	\$	16 262 000	100,0%			

**Figure 15 :**

Feuille d'analyse des coûts pour le projet hydroélectrique de Rose Blanche.

Le coût calculé par la méthode d'évaluation des coûts par formules de RETScreen est supérieur d'environ 14 % à l'évaluation détaillée des coûts pour le projet réel. Cependant, l'estimation RETScreen prend en compte le coût de l'étude de faisabilité qui n'est pas considéré par l'évaluation détaillée des coûts. Si l'on soustrait le coût de l'étude de faisabilité de l'estimation RETScreen, la différence n'est plus que de 11 % (les résultats de RETScreen restent supérieurs de 11 % à l'évaluation détaillée des coûts).

**Coûts RETScreen® comparés aux coûts du projet**  
**Développement Hydroélectrique de Rose Blanche, Terre-Neuve, Canada**

Méthode d'évaluation par formules RETScreen®				Coûts détaillés du projet (2)		Écart (1)/(2)
Coûts d'investissement (méthode de calcul des coûts par formules)	Coûts (devises locales)	Facteur d'ajustement	Montant (devises locales)	Montant (devises locales)		
Étude de faisabilité	\$ 504 000	1,00	\$ 504 000	\$ -		
Développement	\$ 529 000	1,00	\$ 529 000	\$ 463 500	114%	
Droits fonciers			\$ -	\$ -		
Développement sous-total :			\$ 529 000	\$ 463 500	114%	
Ingénierie	\$ 537 000	1,00	\$ 537 000	\$ 875 500	61%	
Équipements énergétiques	\$ 3 032 000	1,00	\$ 3 032 000	\$ 2 729 500	111%	
Infrastructures connexes						
Chemin d'accès	\$ 1 096 000	1,00	\$ 1 096 000	\$ 957 900	114%	
Ligne électrique	\$ 217 000	1,00	\$ 217 000	\$ 372 860	58%	
Poste et transformateur	\$ 175 000	1,00	\$ 175 000	\$ 539 720	32%	
Conduite forcée	\$ 1 831 000	1,00	\$ 1 831 000	\$ 3 090 000	59%	
Canal	\$ -	1,00	\$ -	\$ -		
Tunnel	\$ -	1,00	\$ -	\$ -		
Génie civil (autres)	\$ 6 326 000	1,00	\$ 6 326 000	\$ 4 351 750	145%	
Infrastructures connexes sous-total :	\$ 9 645 000		\$ 9 645 000	\$ 9 312 230	104%	
Divers	\$ 2 015 000	1,00	\$ 2 015 000	\$ 821 940	245%	
Étude du scénario de réf. et PS des GES	Coût	0	\$ -	\$ -		
Validation et enregistrement pour les GES	Coût	0	\$ -	\$ -		
Divers sous-total :			\$ 2 015 000	\$ 821 940	245%	
<b>Total des coûts d'investissement (par formules)</b>	<b>\$ 16 262 000</b>		<b>\$ 16 262 000</b>	<b>\$ 14 202 670</b>	<b>114%</b>	

**Figure 16 :**

Comparaison des coûts calculés par la méthode d'évaluation des coûts par formules de RETScreen avec ceux d'une évaluation détaillée.

Dans la méthode d'évaluation des coûts par formules de RETScreen, la classification du projet a été choisie comme « petite » centrale pour tenir compte des contraintes élevées de qualité, aussi bien à la conception qu'à la construction, normalement exigées lors d'un projet réalisé pour une grande compagnie d'électricité. Si la classification « mini » centrale avait été utilisée et qu'à nouveau le coût de l'étude de faisabilité avait été soustrait, l'estimation RETScreen aurait été inférieure d'environ 9 % à l'évaluation des coûts détaillée.

Bien qu'il y ait des différences dans les détails entre les deux évaluations des coûts, dans l'ensemble les totaux correspondent bien. Certains des écarts peuvent être expliqués par la méthode de regroupement des coûts qui peut différer entre les deux évaluations (il était nécessaire de regrouper certaines catégories dans l'évaluation des coûts détaillée afin de pouvoir comparer ces valeurs aux catégories de RETScreen). Le degré de précision de la méthode d'évaluation des coûts par formules du modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique est cependant amplement suffisant au stade de préfaisabilité d'un projet.

## 2.6 Sommaire

Dans cette section les algorithmes utilisés par le modèle RETScreen pour projets de petite centrale hydroélectrique ont été montrés en détail. Les formules générales permettent le calcul des rendements pour différents types de turbines. Ces rendements, ainsi que la courbe de débits classés et la courbe de charge classée (dans le cas des applications en réseau isolé et hors réseau) permettent de calculer l'énergie renouvelable qui serait fournie par un projet de petite centrale hydroélectrique. Des formules spécifiques permettent d'estimer les coûts d'un projet ainsi qu'une méthode d'évaluation détaillée des coûts. La précision du modèle est excellente au stade de préfaisabilité pour estimer la production d'énergie ou les coûts d'investissement d'un projet de petite centrale hydroélectrique.



---

## RÉFÉRENCES

Acres International Limited, *Hydrologic Design Methodologies for Small-Scale Hydro at Ungauged Sites - Phase I*, préparé pour : Environnement Canada, Inland Waters Directorate, réalisé pour Énergie, mines et ressources Canada, 1984.

Bennett, K., *Small Hydro in Canada: An Overview*, préparé pour Industrie, science et technologie Canada, Programmes économiques des autochtones, 1990.

Énergie, mines et ressources Canada (EMR), *Small Power Production in Remote Communities: A Shared Opportunity*, 1988.

Gordon, J. L., *What We Must Not Forget*, 1991.

Gordon, J. L., *Black Boxing Hydro Costs*, 1989.

Gulliver, J.S., Arndt, E.A., *Hydropower Engineering Handbook*, 1991.

Leopold, L.B., *Water: A Primer*, 1974.

Wilson, E.M., *Assessment Methods for Small-hydro Projects*, International Energy Agency – Implementing Agreement for Hydropower Technologies and Programs, avril 2000.







## ANNEXE A – FORMULES DE RENDEMENT DES TURBINES

<b>TURBINES FRANCIS, KAPLAN ET À HÉLICES (TURBINES À RÉACTION) :</b>	
ITEM	FORMULE
<b>Taille de la roue de la turbine à réaction</b> <b>(<math>d</math>)</b>	$d = k Q_d^{0,473}$ <p>où : <math>d</math> = diamètre de l'aube de la roue en m  <math>k</math> = 0,46 pour <math>d &lt; 1,8</math>  = 0,41 pour <math>d \geq 1,8</math>  <math>Q_d</math> = débit nominal (débit pour la chute nette et à pleine ouverture des vannes en m<sup>3</sup>/s)</p>
<b>Vitesse spécifique</b> <b>(<math>n_q</math>)</b>	$n_q = k h^{-0,5}$ <p>où : <math>n_q</math> = vitesse spécifique basée sur le débit  <math>k</math> = 800 pour les turbines à hélices et Kaplan  = 600 pour les turbines Francis  <math>h</math> = chute nette de la turbine en m (hauteur de chute brute moins les pertes hydrauliques maximales)</p>



<b>TURBINES FRANCIS :</b>	
ITEM	FORMULE
Ajustement de la vitesse spécifique au rendement de pointe ( $\hat{e}_{nq}$ )	$\hat{e}_{nq} = \left\{ (n_q - 56) / 256 \right\}^2$
Ajustement de la taille de la roue au rendement de pointe ( $\hat{e}_d$ )	$\hat{e}_d = (0,081 + \hat{e}_{nq}) (1 - 0,789d^{-0.2})$
Rendement de pointe de la turbine ( $e_p$ )	$e_p = (0,919 - \hat{e}_{nq} + \hat{e}_d) - 0,0305 + 0,005 R_m$ <p>où : <math>R_m</math> = coefficient de conception / fabrication de la turbine (de 2,8 à 6,1; par défaut = 4,5). Voir le manuel en ligne.</p>
Débit au rendement de pointe ( $Q_p$ )	$Q_p = 0,65 Q_d n_q^{0,05}$
Rendement aux débits inférieurs au débit au rendement de pointe ( $e_q$ )	$e_q = \left\{ 1 - \left[ 1,25 \left( \frac{(Q_p - Q)}{Q_p} \right)^{(3,94 - 0,0195n_q)} \right] \right\} e_p$
Chute du rendement à pleine puissance ( $\hat{e}_p$ )	$\hat{e}_p = 0,0072 n_q^{0,4}$
Rendement à pleine puissance ( $e_r$ )	$e_r = (1 - \hat{e}_p) e_p$
Rendement aux débits supérieurs au débit au rendement de pointe ( $e_q$ )	$e_q = e_p - \left[ \left( \frac{Q - Q_p}{Q_d - Q_p} \right)^2 (e_p - e_r) \right]$

<b>TURBINES KAPLAN ET À HÉLICES :</b>	
<b>ITEM</b>	<b>FORMULE</b>
Ajustement de la vitesse spécifique au rendement de pointe ( $\hat{e}_{nq}$ )	$\hat{e}_{nq} = \left\{ (n_q - 170) / 700 \right\}^2$
Ajustement de la taille de la roue au rendement de pointe ( $\hat{e}_d$ )	$\hat{e}_d = (0,095 + \hat{e}_{nq}) (1 - 0,789d^{-0,2})$
Rendement de pointe de la turbine ( $e_p$ )	$e_p = (0,905 - \hat{e}_{nq} + \hat{e}_d) - 0,0305 + 0,005 R_m$ <p>où : <math>R_m</math> = coefficient de conception de fabrication de la turbine (de 2,8 à 6,1; par défaut = 4,5). Voir le manuel en ligne.</p>

<b>TURBINES KAPLAN :</b>	
<b>ITEM</b>	<b>FORMULE</b>
Débit au rendement de pointe ( $Q_p$ )	$Q_p = 0,75 Q_d$
Rendement aux débits inférieurs et supérieurs au débit au rendement de pointe ( $e_q$ )	$e_q = \left[ 1 - 3,5 \left( \frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^6 \right] e_p$

<b>TURBINES À HÉLICES :</b>	
<b>ITEM</b>	<b>FORMULE</b>
Débit au rendement de pointe ( $Q_p$ )	$Q_p = Q_d$
Rendement aux débits inférieurs au débit au rendement de pointe ( $e_q$ )	$e_q = \left[ 1 - 1,25 \left( \frac{Q_p - Q}{Q_p} \right)^{1,13} \right] e_p$

<b>TURBINES PELTON :</b>	
<b>ITEM</b>	<b>FORMULE</b>
Vitesse de rotation ( $n$ )	$n = 31 \left( h \frac{Q_d}{j} \right)^{0,5}$ <p>où : <math>j</math> = Nombre de jets (valeur choisie par l'utilisateur entre 1 et 6)</p>
Diamètre externe de la roue ( $d$ )	$d = \frac{49,4 h^{0,5} j^{0,02}}{n}$
Rendement de pointe de la turbine ( $e_p$ )	$e_p = 0,864 d^{0,04}$
Débit au rendement de pointe ( $Q_p$ )	$Q_p = (0,662 + 0,001j) Q_d$
Rendement aux débits inférieurs et supérieurs au débit au rendement de pointe ( $e_q$ )	$e_q = \left[ 1 - \left\{ (1,31 + 0,025j) \left  \left( \frac{Q_p - Q}{Q_p} \right) \right ^{(5,6+0,4j)} \right\} \right] e_p$

<b>TURBINES TURGO :</b>	
<b>ITEM</b>	<b>FORMULE</b>
Rendement ( $e_q$ )	Rendement de la turbine Pelton moins 0,03

<b>TURBINES À ÉCOULEMENT TRANSVERSAL :</b>	
<b>ITEM</b>	<b>FORMULE</b>
Débit au rendement de pointe ( $Q_p$ )	$Q_p = Q_d$
Rendement ( $e_q$ )	$e_q = 0,79 - 0,15 \left( \frac{Q_d - Q}{Q_p} \right) - 1,37 \left( \frac{Q_d - Q}{Q_p} \right)^{14}$

## ANNEXE B – FORMULES POUR LA MÉTHODE DE CALCUL DES COÛTS PAR FORMULES

LISTE ALPHABÉTIQUE DES PARAMÈTRES					
<b>A</b>	Facteur de difficulté d'accès au site	<b>J<sub>t</sub></b>	Facteur d'augmentation des coûts due aux axes verticaux de la turbine	<b>n<sub>p</sub></b>	Nombre de conduites forcées
<b>B</b>	Facteur des coûts pour la main d'œuvre à l'étranger	<b>k</b>	Perte de charge admissible dans le tunnel (par rapport à H <sub>g</sub> )	<b>P</b>	Rapport du coût d'un poteau en bois sur celui d'une tour en acier pour la ligne électrique
<b>C</b>	Facteur des coûts civils	<b>K</b>	Coefficient du coût de fabrication des équipements défini par l'utilisateur tenant compte du pays de fabrication	<b>Q</b>	Débit considéré (m <sup>3</sup> /s)
<b>C<sub>g</sub></b>	Facteur des génératrices de moindre coût	<b>K<sub>t</sub></b>	Facteur de plus faible coût des petites turbines à axe horizontal	<b>Q<sub>d</sub></b>	Débit nominal (m <sup>3</sup> /s)
<b>C<sub>v</sub></b>	Volume de revêtement en béton du tunnel (m <sup>3</sup> )	<b>I<sub>a</sub></b>	Longueur du chemin d'accès (km)	<b>Q<sub>u</sub></b>	Débit par unité (m <sup>3</sup> /s)
<b>d</b>	Diamètre de l'aube de la roue (m)	<b>I<sub>b</sub></b>	Distance des sites d'emprunt (km)	<b>R</b>	Facteur de roc
<b>D</b>	Facteur de difficulté de la ligne électrique	<b>L<sub>c</sub></b>	Rapport du coût local de la main d'œuvre sur le coût canadien exprimé sous forme décimale	<b>R<sub>v</sub></b>	Volume d'excavation de roc pour le tunnel (m <sup>3</sup> )
<b>d<sub>p</sub></b>	Diamètre de(s) conduite(s) forcée(s) (m)	<b>I<sub>cr</sub></b>	Longueur du canal dans le roc (m)	<b>S<sub>r</sub></b>	Pente du terrain où le canal doit être construit dans le roc (degrés)
<b>E</b>	Facteur des coûts d'ingénierie	<b>I<sub>cs</sub></b>	Longueur du canal dans un sol imperméable (m)	<b>S<sub>s</sub></b>	Pente du terrain où le canal doit être construit dans la terre (degrés)
<b>E<sub>c</sub></b>	Rapport du coût local des équipements de construction sur le coût canadien, exprimé sous forme décimale	<b>I<sub>d</sub></b>	Longueur de la crête du barrage (m)	<b>T</b>	Facteur du chemin d'accès
<b>f</b>	Nombre moyen de jours de gel au site	<b>I<sub>p</sub></b>	Longueur de la conduite forcée (m)	<b>t<sub>ave</sub></b>	Épaisseur moyenne de la conduite forcée (mm)
<b>F</b>	Facteur de jours de gel	<b>I<sub>r</sub></b>	Longueur de la ligne électrique (km)	<b>t<sub>b</sub></b>	Épaisseur de la conduite forcée au niveau de la turbine (mm)
<b>F<sub>c</sub></b>	Rapport du coût local en combustible sur le coût canadien exprimé sous forme décimale	<b>I<sub>t</sub></b>	Longueur du tunnel (m)	<b>T<sub>c</sub></b>	Rapport de la longueur cuvelée du tunnel revêtu
<b>G</b>	Facteur de raccordement au réseau	<b>MW</b>	Puissance totale (MW)	<b>t<sub>t</sub></b>	Épaisseur de la paroi de la conduite forcée à l'entrée (mm)
<b>H<sub>g</sub></b>	Hauteur de chute brute (m)	<b>MW<sub>u</sub></b>	Puissance par unité (MW)	<b>V</b>	Tension de la ligne électrique (kV)
<b>i</b>	Taux d'intérêt (%)	<b>n</b>	Nombre de turbines	<b>W</b>	Poids de la conduite forcée (acier) (kg)

PARAMÈTRES DE BASE			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Débit nominal (débit maximal utilisé par la centrale) en m <sup>3</sup> /s ( $Q_d$ )	Valeur définie par l'utilisateur		
Classification suggérée	$Q_d > 12,8$	$12,8 \geq Q_d > 0,4$	$Q_d \leq 0,4$
Classification choisie	Valeur définie par l'utilisateur considérant le risque comme acceptable (inondation, etc.)		
Nombre de turbines ( $n$ )	Valeur définie par l'utilisateur		
Débit par turbine en m <sup>3</sup> /s ( $Q_u$ )	$= Q_d / n$		
Diamètre approximatif de l'aube en m ( $d$ )	$= 0,482 Q_u^{0,45}$		
Hauteur de chute brute en m ( $H_g$ )	Valeur définie par l'utilisateur		
MW/unité en MW (caché) ( $MW_u$ )	$= 8,22 Q_u H_g / 1000$	$= 7,79 Q_u H_g / 1000$	$= 7,53 Q_u H_g / 1000$
Puissance totale en MW (caché) ( $MW$ )	$= MW_u n$		

AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Facteur des coûts d'ingénierie (caché) (E)		= 0,67 si le barrage existe = 1,0 s'il n'y a pas de barrage spécifié par une réponse oui/non	
Facteur de raccordement au réseau pour prendre en compte l'utilisation des génératrices asynchrones (caché) (G)	= 0,9 si MW < 1,5 et le système est relié à un réseau central		
Facteur pour prendre en compte l'utilisation des moteurs comme génératrices au moindre coût pour les projets de moins de 10 MW (caché) (C <sub>g</sub> )		= 0,75 si MW < 10 = 1,0 si MW ≥ 10	
Facteur pour prendre en compte l'augmentation du coût due aux axes verticaux pour les unités Kaplan, Francis et à hélice pour des hauteurs supérieures à 25 m (caché) (I <sub>t</sub> )		= 1 si Hg ≤ 25 = 1,1 si Hg > 25	
Facteur pour prendre en compte la diminution du coût due aux petites unités Kaplan, Francis et à hélice à axes horizontaux (caché) (K <sub>t</sub> )		= 0,9 si d < 1,8 = 1,0 si d ≥ 1,8	
Facteur pour ajuster l'éventuelle construction d'un chemin d'accès de moindre coût (caché) (T)		= 0,25 s'il y a un chemin d'accès = 1,0 dans le cas contraire spécifié par une réponse oui/non	

<b>AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)</b>			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Facteur de difficulté d'accès au site (A)	Facteur défini par l'utilisateur sur une échelle de 1 à 6		
Longueur du chemin d'accès en m (I <sub>a</sub> )	Valeur définie par l'utilisateur		
Facteur de difficulté de terrain pour la ligne électrique (D)	Facteur défini par l'utilisateur sur une échelle de 1 à 2		
Longueur de la ligne électrique en km (I <sub>l</sub> )	Valeur définie par l'utilisateur		
Tension de la ligne électrique en kV (V)	Valeur définie par l'utilisateur		
Facteur reflétant le coût d'un poteau en bois par rapport à un pylône en acier (caché) (P)	= 0,85 si $V < 69$ = 1,0 si $V \geq 69$		
Facteur des coûts de génie civil (caché) (C)	= 0,44 si le barrage existe = 1,0 dans le cas contraire spécifié par une réponse oui/non		
Facteur de roc (caché) (R)	= 1 s'il y a du roc sur le site du barrage = 1,05 dans le cas contraire spécifié par une réponse oui/non		
Distance des sites d'emprunt en km (I <sub>b</sub> )	Valeur définie par l'utilisateur		

AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Longueur de la crête du barrage en m ( $l_d$ )		Valeur définie par l'utilisateur	
Nombre de conduites forcées identiques ( $n_p$ )		Valeur définie par l'utilisateur	
Poids des conduites forcées en kg (caché) (W)		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Diamètre de la (des) conduite(s) forcée(s) en m ( $d_p$ )		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Longueur de la (des) conduite(s) forcée(s) en m ( $l_p$ )		Valeur définie par l'utilisateur	
Épaisseur moyenne de la paroi de la (des) conduite(s) forcée(s) en mm ( $t_{ave}$ )		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Épaisseur de la paroi de la conduite forcée au point de prélèvement en mm (caché) ( $t_t$ )		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Épaisseur de la paroi de la conduite forcée au niveau de la turbine en mm (caché) ( $t_b$ )		Valeur calculée (formule du coût de la conduite forcée)	
Pente du terrain où le canal doit être construit dans la terre en degrés ( $S_s$ )		Valeur définie par l'utilisateur	

<b>AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)</b>			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Longueur du canal qui doit être construit dans la terre en m ( $l_{cs}$ )		Valeur définie par l'utilisateur	
Pente du terrain où le canal doit être construit dans le roc en degrés ( $S_r$ )		Valeur définie par l'utilisateur	
Longueur du canal qui doit être construit dans le roc en m ( $l_{cr}$ )		Valeur définie par l'utilisateur	
Volume d'excavation pour le tunnel dans le roc en m <sup>3</sup> (caché) ( $R_v$ )	Valeur calculée (formule du coût du tunnel)		N/A
Volume du revêtement en béton du tunnel en m <sup>3</sup> (caché) ( $C_v$ )	Valeur calculée (formule du coût du tunnel)		N/A
Longueur du tunnel en m ( $l_t$ )	Valeur définie par l'utilisateur		N/A
Facteur de perte de charge admissible dans le tunnel exprimée en fonction de la hauteur de chute brute ( $k$ )	Valeur définie par l'utilisateur		N/A
Pourcentage de la longueur cuvelée du tunnel ( $T_c$ )	Valeur définie par l'utilisateur sur une échelle de 15 % (excellent roc) à 100 % (roc pauvre)		N/A

AUTRES VARIABLES ET FACTEURS DE COÛTS (PAR ORDRE D'APPARITION DANS LES FORMULES)			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Taux d'intérêt (i)			Valeur définie par l'utilisateur
Nombre moyen de jours de gel au site (f)			Valeur définie par l'utilisateur
Facteur de jours de gel (caché) (F)		$= \frac{110}{(365 - f)^{0,9}}$	
Coûts locaux des équipements par rapport aux coûts canadiens (E <sub>c</sub> )			Valeur définie par l'utilisateur
Coûts locaux en combustible par rapport aux coûts canadiens (F <sub>c</sub> )			Valeur définie par l'utilisateur
Coûts locaux de la main d'oeuvre par rapport aux coûts canadiens (L <sub>c</sub> )			Valeur définie par l'utilisateur
Facteur du coût du génie civil étranger (caché). Il est utilisé dans le modèle pour déterminer le coût local du génie civil pour les projets à l'étranger (B)			$= (0,3333E_c + 0,3333F_c) \times \frac{1}{\left(\frac{E_c}{L_c}\right)^{0,5} + 0,3333} \left(\frac{E_c}{L_c}\right)^{0,5} L_c$
Coefficient du coût de fabrication des équipements (K)			Valeur définie par l'utilisateur sur une échelle de 0,5 à 1,0

FORMULES DES COÛTS DE BASE			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Étude de faisabilité (Eq. #1)	$= 0,032 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#15)$		$= 0,031 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#15)$
Développement (Eq. #2)		$= 0,04 \sum (Eq.\#3) \text{ à } (Eq.\#14)$	
Ingénierie (Eq. #3)	$= 0,37 n^{0,1} E \left( \frac{MW}{H_g^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6$		$= 0,04 \left( \frac{MW}{H_g^{0,3}} \right)^{0,54} \times 10^6$
Équipements énergétiques (Eq. #4)	Génératrice et contrôle : (tous types de turbines)	$= 0,82 n^{0,96} G C_g \left( \frac{MW}{H_g^{0,28}} \right)^{0,9} \times 10^6$	
	Turbine Kaplan et régulateur :	$= 0,27 n^{0,96} J_i K_i d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 2) \times 10^6$	
	Turbine Francis et régulateur :	$= 0,17 n^{0,96} J_i K_i d^{1,47} \left[ (13 + 0,01 H_g)^{0,3} + 3 \right] \times 10^6$	
	Turbine à hélice et régulateur :	$= 0,125 n^{0,96} J_i K_i d^{1,47} (1,17 H_g^{0,12} + 4) \times 10^6$	
	Turbine Pelton/Turgo et régulateur :	$= 3,47 n^{0,96} \left( \frac{MW_u}{H_g^{0,5}} \right)^{0,44} \times 10^6$ avec $\frac{MW_u}{H_g^{0,5}} > 0,4$ $= 5,34 n^{0,96} \left( \frac{MW_u}{H_g^{0,5}} \right)^{0,91} \times 10^6$ avec $\frac{MW_u}{H_g^{0,5}} \leq 0,4$	
Installation des équipements énergétiques (Eq. #5)	Turbine à écoulement transversal et régulateur :  Coût d'une turbine Pelton/Turgo $\times 0,5$		$= 0,15$ (Eq.#4)
Chemin d'accès (Eq. #6)			$= 0,025 T A^2 I_a^{0,9} \times 10^6$
Ligne électrique (Eq. #7)			$= 0,0011 D P I_r^{0,95} V \times 10^6$

FORMULES DES COÛTS DE BASE			
ITEM	PETITE	MINI	MICRO
Poste et transformateur (Eq. #8)	$= (0,0025 n^{0,95} + 0,002 (n+1)) \times \left( \frac{MW}{0,95} \right)^{0,9} \times V^{0,3} \times 10^6$		
Installation du poste et du transformateur (Eq. #9)	$= 0,15 \text{ (Eq. #8)}$		
Génie civil (Eq. #10)	$= 3,54 n^{-0,04} C R$ $\times \left( \frac{MW}{H_g} \right)^{0,82}$ $\times (1+0,01 I_b)$ $\times \left( 1+0,005 \frac{I_d}{H_g} \right)$ $\times 10^6$	$= 1,97 n^{-0,04} C R$ $\times \left( \frac{MW}{H_g} \right)^{0,82}$ $\times (1+0,01 I_b)$ $\times \left( 1+0,005 \frac{I_d}{H_g} \right)$ $\times 10^6$	$= 1,97 n^{-0,04} C$ $\times \left( \frac{MW}{H_g} \right)^{0,82}$ $\times \left( 1+0,005 \frac{I_d}{H_g} \right)$ $\times 10^6$
Conduite forcée (Eq. #11)	$= 20 n_p^{0,95} W^{0,88}$ <p>où :</p> $W = (24,7 d_p I_p t_{ave})$ <p>où :</p> $d_p = \left( \frac{Q_d}{n_p} \right)^{0,43}$ $H_g^{0,14}$ $t_t = d_p^{1,3} + 6$ $t_b = 0,0375 d_p H_g$ $t_{ave} = 0,5 (t_t + t_b) \text{ si } t_b \geq t_t$ $t_{ave} = t_t \text{ si } t_b < t_t$		

FORMULES DES COÛTS DE BASE			
ITEM	SMALL	MINI	MICRO
Installation de la conduite forcée (Eq. #12)		$= 5 W^{0,88}$	
Canal (Eq. #13)		$= 20 \times \left[ (1,5 + 0,01 S_s^{1,5}) Q_d l_{cs} \right]^{0,9}$ <p>(pour des conditions dans la terre)</p> $+$ $= 100 \times \left[ (1,5 + 0,016 S_r^2) Q_d l_{cr} \right]^{0,9}$ <p>(pour des conditions dans le roc)</p>	
Tunnel (Eq. #14)	$= 400 R_v^{0,88} + 4000 C_v^{0,88}$ <p>où :</p> $R_v = 0,185 l_r^{1,375} \left( \frac{Q_d^2}{k H_g} \right)^{0,375}$ $C_v = 0,306 R_v T_c$		N/A
Divers (Eq. #15)	$= 0,25 i Q_d^{0,35}$ $\times 1,1 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#14)$ $+ 0,1 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#14)$		$= 0,17 i$ $\times 1,1 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#14)$ $+ 0,1 \sum (Eq.\#2) \text{ à } (Eq.\#14)$
Total des coûts d'investissement (par formules)		$= \sum (Eq.\#1) \text{ à } (Eq.\#15)$	

<b>PROJETS CANADIENS ET NON-CANADIENS – APPLICATION DES FACTEURS « F », « B » ET « K »</b>						
Catégorie des coûts	Projets canadiens			Projets non-canadiens		
	Appliquer le facteur « F »	% des composants locaux	Appliquer « F » au local	Appliquer « B » au local	Appliquer « K » à l'étranger	
Étude de faisabilité (Eq. #1)		15 %				
Développement (Eq. #2)		50 %				
Ingénierie (Eq. #3)	Oui	40 %	Oui		Oui	
Équipements énergétiques (Eq. #4)		0 %			Oui	
Installation d'équipements énergétiques (Eq. #5)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Chemin d'accès (Eq. #6)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Ligne électrique (Eq. #7)	Oui	60 % si V < 69 40 % si V ≥ 69	Oui	Oui	Oui	
Poste et transformateur (Eq. #8)		0 %			Oui	
Installation du poste et du transformateur (Eq. #9)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Génie civil (Eq. #10)	Oui	85 %	Oui	Oui	Oui	
Conduite forcée (Eq. #11)		0 %			Oui	
Installation de la conduite forcée (Eq. #12)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Canal (Eq. #13)	Oui	100 %	Oui	Oui		
Tunnel (Eq. #14)	Oui	85 %	Oui	Oui	Oui	
Divers (Eq. #15)						

<b>CATÉGORIES DES COÛTS DE RETScreen POUR LA MÉTHODE DE CALCUL DES COÛTS PAR FORMULES</b>	
Catégorie de coût	Numéro de la (des) formule(s)
Étude de faisabilité	1
Développement	2
Ingénierie	3
Équipements énergétiques	4
<i>Autres coûts et infrastructures connexes</i>	
Chemin d'accès	6
Ligne électrique	7
Poste et transformateur	8
Conduite forcée	11
Canal	13
Tunnel	14
Génie civil (autre)	5 + 9 + 10 + 12
<i>Sous-total</i>	
Divers	15



