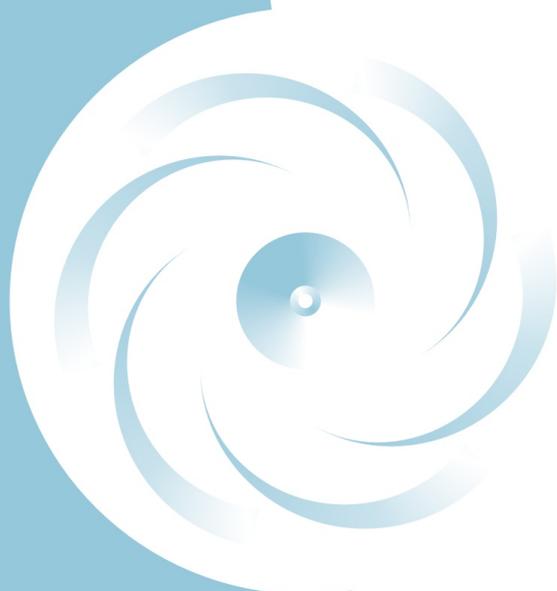


Petite hydraulique

Module III Aspects économiques



Mandataire

SuisseEnergie, 3003 Berne

Mandant

Ernst Basler + Partner, Zollikerstrasse 65, 8702 Zollikon, www.ebp.ch

AF-Iteco AG, Alte Obfelderstr. 68, 8910 Affoltern am Albis, www.iteco.ch

Auteur(s)

Ribi, Felix (Ernst Basler + Partner AG)

Strupp, Christian (AF-Iteco AG)

Perch Nielsen, Sabine (Ernst Basler + Partner AG)

Coordination de la documentation générale pour la petite hydroélectricité

Skat Consulting AG, Vadianstrasse 42, 9000 St. Gallen, www.skat.ch

Feibel, Hedi et Bölli, Martin

Accompagnement OFEN

Benno Frauchiger et Regula Petersen, office fédéral de l'énergie OFEN

Traduction

HDS St. Gall

Relecture et mise à jour de la version en français

Mhylab, Aline Choulot (janvier 2020)

Avertissements

- Les conditions-cadre concernant la petite hydroélectricité évoluant régulièrement (de même que les liens Internet), il est conseillé de se référer au site de l'OFEN.
- Les termes désignant des personnes s'appliquent également aux femmes et aux hommes.

Table des matières

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 1. | Coûts et durées d'amortissement | 4 |
| 1.1 | Coûts de la petite hydroélectricité en Suisse | 4 |
| 1.2 | Coûts de production de petites centrales hydrauliques | 11 |
| 1.3 | Durées d'amortissement | 12 |
| 2. | Financement..... | 13 |
| 2.1 | Besoins en capitaux et financement au fil du temps..... | 13 |
| 2.2 | Formes de financement | 14 |
| 2.3 | Exigences des investisseurs | 16 |
| 2.4 | Choix du mode de financement | 19 |
| 3. | Modèles de revenus | 20 |
| 3.1 | Rétributions à l'injection [15] | 22 |
| 3.2 | Vente sur le marché libre | 24 |
| 3.3 | Consommation propre [25] | 24 |
| 3.4 | Contributions de soutien | 25 |
| 3.5 | Choix du modèle de revenus | 25 |
| 4. | Calcul de rentabilité | 26 |
| 4.1 | Méthode de calcul de la rentabilité..... | 26 |
| 4.2 | Méthode de la valeur actuelle nette (VAN)..... | 28 |
| 4.3 | Calcul dynamique des prix de revient..... | 31 |
| 4.4 | Calcul statique des prix de revient | 33 |
| 5. | Liste des sources | 35 |

1. Coûts et durées d'amortissement

1.1 Coûts de la petite hydroélectricité en Suisse

Les coûts d'ouvrage d'une petite centrale hydraulique comprennent l'ingénierie, les frais généraux et les coûts d'investissement. Les valeurs indicatives pour déterminer ces coûts sont décrites dans les chapitres suivants. Elles montrent quels facteurs ont une influence sur les coûts et comment les coûts actuels sont répartis.

1.1.1 Coûts des honoraires d'ingénierie [1]

Coûts de l'ingénierie du projet et de la direction des travaux (coûts du planificateur/projeteur)

L'expérience des petites centrales hydrauliques déjà réalisées montre que l'ingénierie du projet, y compris la direction des travaux, représentent environ 10 à 18% des coûts d'ouvrage (environ 8 à 15% des coûts d'investissement). Dans le cas de très petites installations, l'ingénierie et la direction des travaux peuvent même atteindre 20 % des coûts d'ouvrage ou plus. Les petites centrales hydrauliques sont toujours uniques et combinent un grand nombre de composants de différents domaines spécialisés, même à faible coût total. Pour cette raison, les coûts du projeteur/ingénieur pour les petites centrales hydrauliques sont plus élevés en pourcentage que pour les grandes centrales. Plus le montant d'ouvrage est faible, plus la part en pourcentage des coûts totaux de l'ingénierie et de la gestion de la construction est élevée. L'ingénierie pour des mesures de transformation et d'agrandissement de centrales existantes est plus chère que pour les nouvelles installations pour un même coût d'ouvrage.

Pour déterminer les honoraires du projeteur/ingénieur, le montant total d'ouvrage est réparti entre le génie civil (calcul selon la norme SIA 103¹) et l'électromécanique (calcul selon la norme SIA 108²). Sur la Fig. 1 on constate deux corrélations : d'une part, la dépendance des coûts de l'ingénierie par rapport au coût d'ouvrage (donnant droit à l'honoraire) et, d'autre part, la dépendance du temps consacré par l'ingénieur par rapport au coût d'ouvrage (donnant droit à l'honoraire). Les honoraires de l'ingénieur peuvent ainsi être déterminés sur l'axe des ordonnées de gauche. Sur l'axe des ordonnées de droite figure le facteur de base nécessaire au calcul de la dépense en temps. Le temps nécessaire est calculé en divisant le coût d'ouvrage par le taux horaire et en le multipliant par le facteur de base.

On constate que, par rapport au coût de l'ouvrage, il existe une rémunération plus élevée selon la norme SIA 108 que selon la norme SIA 103.

¹ SIA 103 : « Règlement concernant les prestations et honoraires des ingénieurs et ingénieures civils » de la Société suisse des Ingénieurs et des Architectes SIA

² SIA 108 : « Règlement concernant les prestations et honoraires des ingénieurs et ingénieures spécialisés dans les domaines des installations du bâtiment, de la mécanique et de l'électrotechnique » de la SIA

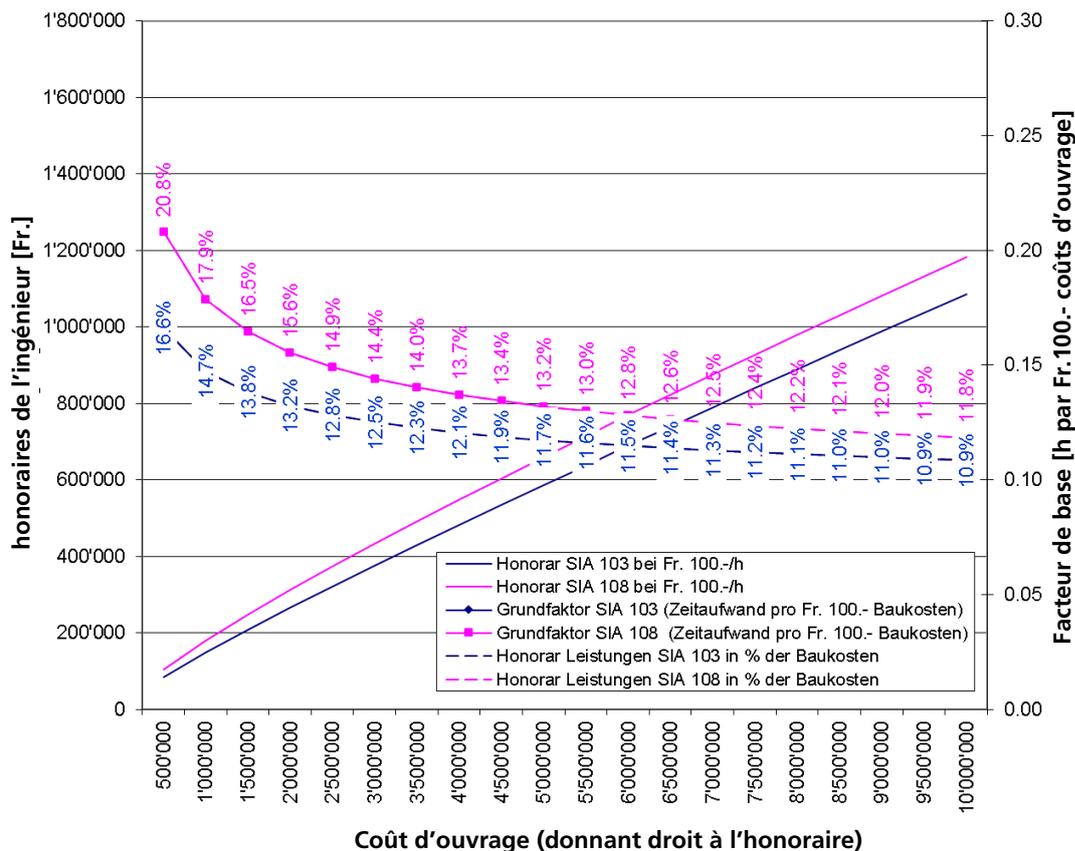


Fig. 1 : Honoraires selon SIA 103 et SIA 108 par rapport aux coûts d'ouvrage / de réalisation

Exemple de calcul des coûts d'ingénierie et du tarif horaire :

Le coût d'ouvrage d'une petite centrale hydraulique d'une puissance installée de 500 kW s'élève à CHF 6 millions, dont CHF 4 millions pour le génie civil, CHF 2 millions pour les équipements électromécaniques et le contrôle-commande. Le tableau ci-dessous indique les honoraires d'ingénierie à un taux horaire moyen de CHF 100/h et le temps disponible pour cette ingénierie.

| | Génie civil SIA 103 | Electromécanique SIA 108 | Total |
|--|------------------------|-----------------------------|----------------|
| Coûts d'ouvrage/ de réalisation | CHF 4 millions | CHF 2 millions | CHF 6 millions |
| Honoraires d'ingénierie | 480'000 CHF | 310'000 CHF | 790'000 CHF |
| Honoraires d'ingénierie en % des coûts d'ouvrage | 12.1 % | 15.6 % | 13.2 % |
| Facteur de base | 0.121 | 0.156 | |
| Temps nécessaire | 4'840 h | 3'120 h | 7'960 h |

Tableau 1 : Exemple de calcul des honoraires d'ingénierie selon SIA 103 et 108

Coûts des examens spéciaux

En raison de la complexité des petites centrales hydrauliques, de nombreuses études spécifiques doivent être réalisées par des experts. Des géomètres, des géologues et des spécialistes de l'environnement (rapport sur les débits résiduels / étude d'impact sur l'environnement, suivi environnemental du

chantier) sont impliqués dans presque tous les projets, alors que les spécialistes de l'étanchéité, de l'analyse structurelle, des vibrations / bruits de structure, les architectes, les spécialistes des questions de ventilation sont consultés uniquement dans les cas particuliers.

Les coûts varient considérablement en fonction du projet et peuvent s'élever à des dizaines de milliers de francs pour les différentes phases et études spéciales. Une estimation approximative pour toutes les études spéciales pendant le projet s'élève à environ 20% des coûts d'ingénierie (environ 1,5 à 3% des coûts d'investissement).

1.1.2 Frais généraux

Les frais généraux comprennent les frais d'assurance pendant la phase de construction, les intérêts du crédit de construction, l'achat du terrain, les droits de passage, les frais du maître de l'ouvrage et les mesures de compensation écologique. Ces coûts varient aussi considérablement. En résumé, ces coûts peuvent représenter entre 20 et 25 % des coûts totaux. [1]

1.1.3 Coûts d'investissement des petites centrales hydrauliques

Pour les petites centrales hydrauliques, il n'existe pas de règles fiables permettant de déterminer les coûts de production ou d'investissement d'un projet spécifique sur la seule base de quelques caractéristiques telles que la puissance, la hauteur de chute ou le débit d'équipement. Et, en effet, les disparités sont si importantes qu'il est impossible de créer des formules de calcul fiables pour déterminer les coûts suivant la puissance ou la hauteur de chute. De ce fait, il n'existe aucune information significative à ce sujet et chaque projet doit être considéré individuellement. A titre d'exemple, les illustrations suivantes montrent les coûts de certaines petites centrales hydrauliques mesurés par rapport à leur puissance.

Les coûts sont basés sur des analyses approximatives et des études préliminaires existantes (décembre 2014).

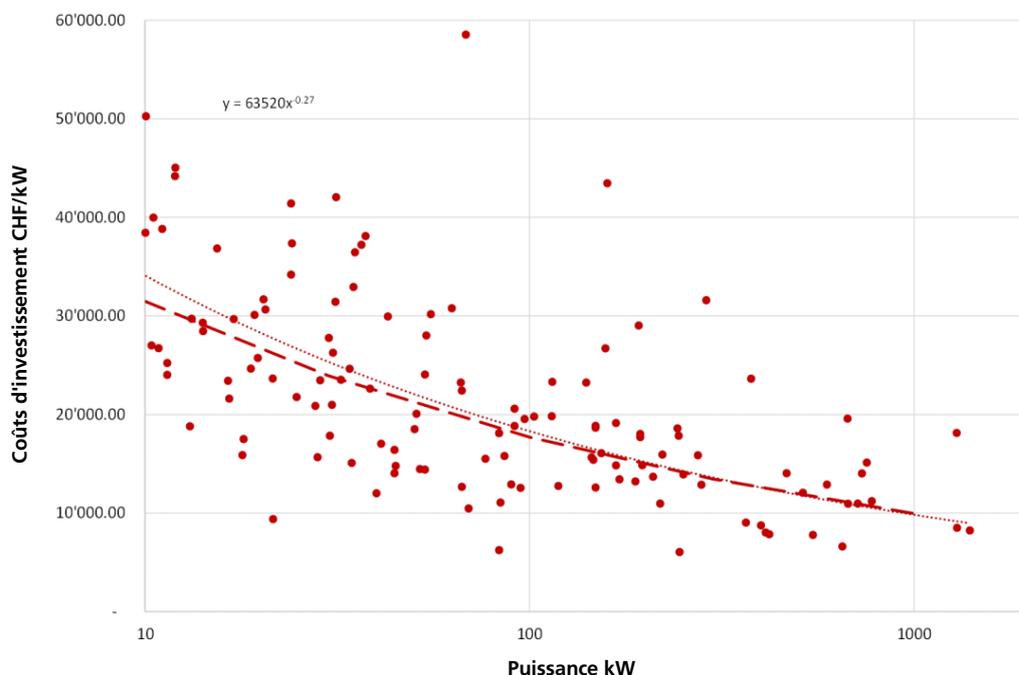


Fig. 2 : Coûts d'investissement en CHF/kW [2]

On peut en déduire de la Fig. 2 que plus l'installation est grande, plus les coûts d'investissement (spécifiques) par kilowatt installé sont faibles.

Si l'on met ces données en relation avec la hauteur de chute, il apparaît que les centrales électriques à faible hauteur de chute ont généralement des coûts d'investissement par kilowatt installé plus élevés que celles à hautes chutes. Dans le cas de la rétribution à prix coûtant du courant injecté, cette corrélation est prise en compte par le bonus du niveau de pression. Sur la Fig. 3, les tarifs d'achat basés sur la puissance équivalente³ ont été comparés aux coûts de production effectifs des installations projetées. Ces différences en fonction de la hauteur de chute ont constitué la base de la définition du bonus du niveau de pression. [2]

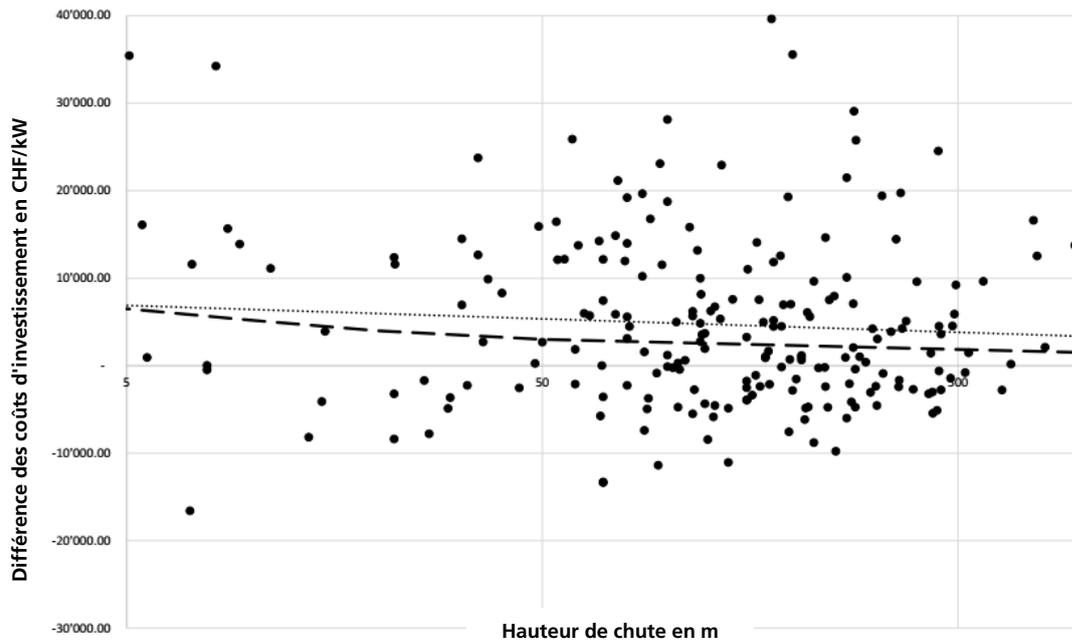


Fig. 3 : Base pour déterminer le bonus du niveau de pression [2]

Les coûts spécifiques pour des centrales d'exploitation accessoire (p.ex., les turbinages d'eau potable) sont généralement inférieurs à ceux des installations neuves, puisque certains éléments sont nécessaires au rôle premier de l'infrastructure et ne doivent pas être affectés à la centrale électrique en termes de coûts (exemples : chambre de captage ou conduite forcée d'une centrale sur l'eau potable, éléments liés au barrage d'une centrale de dotation).

S'il s'avère nécessaire de remplacer ou d'agrandir l'installation existante pour exploiter le potentiel énergétique d'une centrale d'exploitation accessoire, les coûts spécifiques de l'installation augmentent considérablement. Si, par exemple, un turbinage d'eau potable nécessite le remplacement de la conduite uniquement pour des raisons liées à la production d'électricité, et non pas pour le réseau d'eau potable en lui-même (p.ex. un diamètre plus grand pour réduire les pertes de charge), il faudra s'attendre à des coûts d'investissement doublés.

³ puissance équivalente = production électrique annuelle / nombre d'heures de fonctionnement annuelles

Pourcentages des coûts des composants de l'installation dans les petites centrales hydrauliques

Comme déjà décrit ci-dessus, chaque petite centrale hydraulique est unique. Les coûts totaux et les pourcentages des coûts des composants de l'installation peuvent varier considérablement. D'une manière générale, on peut constater que :

- Plus la hauteur de chute est grande, plus la part des coûts le transit des eaux motrices (canal d'amenée et conduite forcée) est élevée.
- Plus la hauteur de chute est grande, plus la part des coûts de génie civil est faible.
- Plus la hauteur de chute est grande, plus la part des coûts de l'équipement électromécanique a tendance à être faible (= coûts E/M sur la Fig. 4). [3]

La Fig. 4 montre le pourcentage des coûts des différents composants de l'installation pour les nouveaux sites en cours d'eau ainsi que leur dispersion. Les points indiquent les valeurs calculées, tandis que les lignes sont des lignes de tendance calculées par Excel (fonction logarithmique).

La part des coûts de génie civil (GC) comprend la préparation du chantier, les travaux sur le barrage/le seuil et la prise d'eau (y c. les infrastructures en acier), le local de turbinage, le canal de fuite et les « divers ».

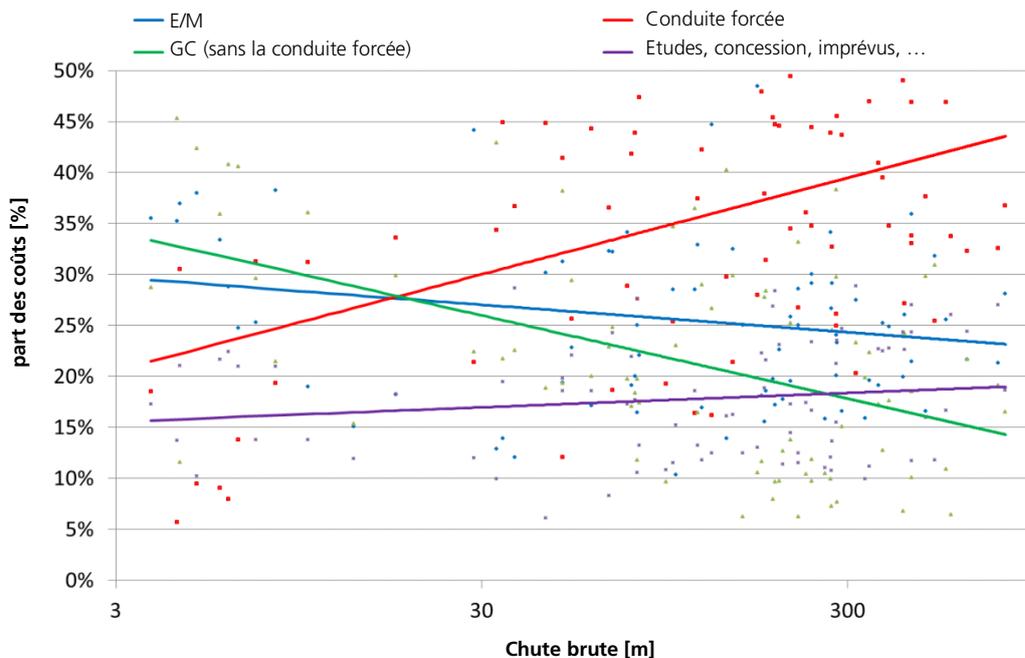


Fig. 4 : Composition des coûts pour les nouveaux sites en cours d'eau, en fonction de la hauteur de chute [3]

Une telle répartition des coûts pour les centrales d'exploitation accessoire n'a pas encore été réalisée.

1.1.4 Coûts d'investissement pour les centrales d'exploitation accessoire

Dans le cadre du projet DIANE [4 et 5], les centrales d'exploitation accessoire (installations d'eau potable et des eaux usées) ont été examinées plus en détail. Les données recueillies au milieu des années 1990 ont été converties au niveau actuel des coûts et sont présentées sur la Fig. 5. La possibilité d'utiliser les synergies existantes est un facteur essentiel de réduction des coûts. Par conséquent, les coûts d'ouvrage des centrales d'exploitation accessoire peuvent varier considérablement.

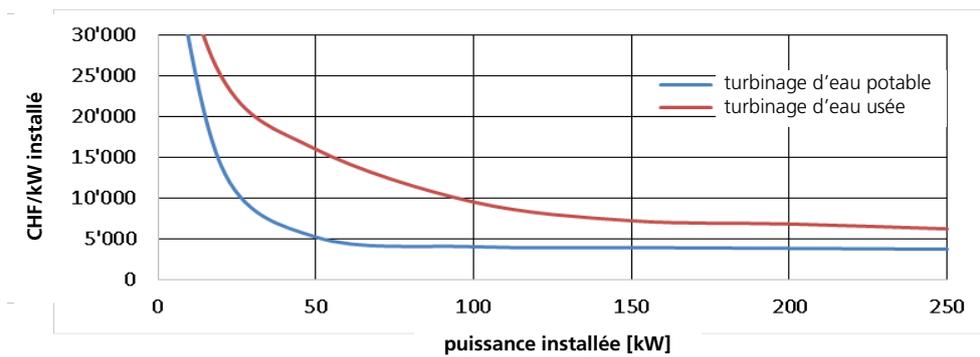


Fig. 5 : Coûts d'investissement spécifiques pour les centrales d'exploitation accessoire par kW de puissance installée [4 et 5]

1.1.5 Frais de fonctionnement

Les frais de fonctionnement des petites centrales hydrauliques peuvent être divisés en coûts d'exploitation et d'entretien, en coûts du capital et en taxes publiques. Les valeurs indicatives suivantes sont calculées en fonction des coûts d'investissement. [1]

| Frais de fonctionnement | Valeurs indicatives en % des coûts d'investissement |
|-------------------------------------|---|
| Coûts d'exploitation et d'entretien | 1 – 3.5 % |
| Coût du capital | 5 – 8 % |
| Taxes publiques | 0.5 – 2 % |

Tableau 2 : Frais de fonctionnement en fonction des coûts d'investissement

Exploitation et entretien

L'exploitation et l'entretien comprennent le matériel, les services externes et contributions personnelles, y c. les inspections, l'entretien, les réparations, les dépannages, etc. Les frais administratifs sont également inclus.

Dans les premières phases d'étude, les coûts d'exploitation et d'entretien des petites centrales hydrauliques peuvent être estimés à l'aide du tableau ci-dessous. On distingue le génie civil des équipements mécaniques et électriques de l'installation (électromécanique, EM – électrotechnique, ET - système de commande, SC).

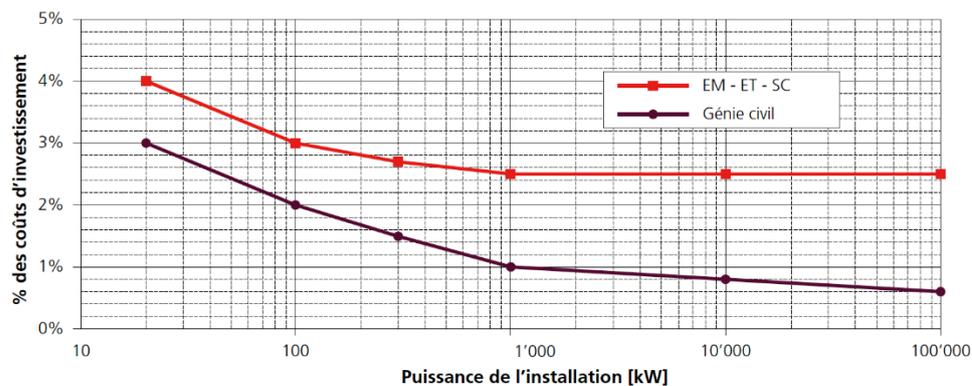


Fig. 6 : Valeurs de référence des coûts d'exploitation et d'entretien en fonction de la puissance de l'installation [1]

Ces coûts dépendent toutefois fortement de la hauteur de chute et de la puissance installée. Selon une enquête réalisée par Swiss Small Hydro [6] auprès de plus d'une centaine d'exploitants de petites centrales hydrauliques, la tendance suivante a été observée :

- Plus l'installation est grande, plus les coûts d'exploitation sont élevés, mais plus les coûts spécifiques d'exploitation par kilowatt sont faibles.
- Plus la hauteur de chute est faible (et par conséquent plus la quantité d'eau pour la même puissance installée est importante), plus les dépenses d'exploitation sont élevées - y compris les coûts spécifiques par kilowatt pour l'exploitation et l'entretien.

La publication fournit également une estimation différenciée des frais d'exploitation en fonction des hauteurs de chute et des puissances installées, et sur la base de l'expérience pratique.

| | < 5m | | 5...20m | | > 20m | | au total | |
|---------------------------------|--------|------------|---------|------------|--------|------------|----------|------------|
| | CHF | CHF/ kW | CHF | CHF/ kW | CHF | CHF/ kW | CHF | CHF/ kW |
| < 50kW | 19'000 | 803 | 16'000 | 726 | 6'500 | 305 | 9'950 | 670 |
| 50...300 kW | 43'500 | 336 | 27'700 | 236 | 18'000 | 136 | 29'000 | 224 |
| 300 kW...1 MW | 99'300 | 249 | 76'111 | 161 | 99'400 | 175 | 88'100 | 161 |
| > 1 MW | | | | | | | 127'100 | 77 |
| Toutes les installations | | 484 | | 191 | | 176 | | 285 |

Tableau 3 : Total des frais annuels d'administration, exploitation, entretien et de réparation

Coût du capital

Le coût du capital comprend les intérêts et les frais d'acquisition et de gestion des ressources financières. Les intérêts dépendent fortement du taux d'intérêt, qui change souvent plusieurs fois pendant la longue durée de vie des petites centrales hydrauliques.

Taxes publiques

Impôts

Les impôts sont payables en fonction du succès réel de l'entreprise. Ils peuvent considérablement varier selon l'endroit. La structure de l'organe responsable joue également un rôle majeur, car les conditions fiscales diffèrent si une centrale électrique fait partie d'une société, si une société a été spécialement créée à cet effet ou si elle est exploitée dans un réseau de centrales électriques.

Droits préférentiels des autorités publiques

En contrepartie du droit d'utilisation de l'eau, les cantons et/ou les communes concédants exigent des redevances et des prestations supplémentaires telles que des fournitures d'électricité à des conditions préférentielles ou une participation (copropriété) dans la centrale prévue.

Redevance hydraulique

La redevance hydraulique est la rémunération que les centrales hydrauliques suisses doivent payer pour l'utilisation de l'eau comme ressource. Le montant de la redevance hydraulique à verser est, en

principe, calculé sur la base de la puissance hydraulique brute moyenne (ci-après « kW théorique »)⁴. Selon les cantons, la souveraineté sur l'eau appartient soit au canton soit aux communes. Selon la loi sur les forces hydrauliques, le maximum est actuellement fixé à 110 CHF par kilowatt théorique. Les centrales d'une puissance brute inférieure à 1 MW sont totalement exemptées de la redevance hydraulique. Pour les centrales d'une puissance brute moyenne comprise entre 1 MW et 2 MW, il s'applique une redevance hydraulique linéaire de 0 CHF/kW à maximum 110 CHF/kW.

Le règlement actuel sur la redevance hydraulique reste en vigueur jusqu'à la fin 2019. La réglementation de la redevance hydraulique dès 2020 sera adaptée à la situation spécifique des centrales hydrauliques et aux mécanismes de promotion de la stratégie énergétique 2050. [7]

| | |
|----------------------|---|
| Module II | Aspects techniques |
| Chapitre II-5 | Exploitation et maintenance |
| Chapitre II-3 | Petites centrales d'exploitation accessoire |

1.2 Coûts de production de petites centrales hydrauliques

Une analyse des coûts des centrales existantes réalisées au tournant du millénaire, convertie au niveau actuel des coûts, nous donne les valeurs indiquées dans le graphique ci-après. La forme de la courbe a également été utilisée lors de l'élaboration en 2008 des tarifs pour les « rétribution à prix coûtant » (RPC).

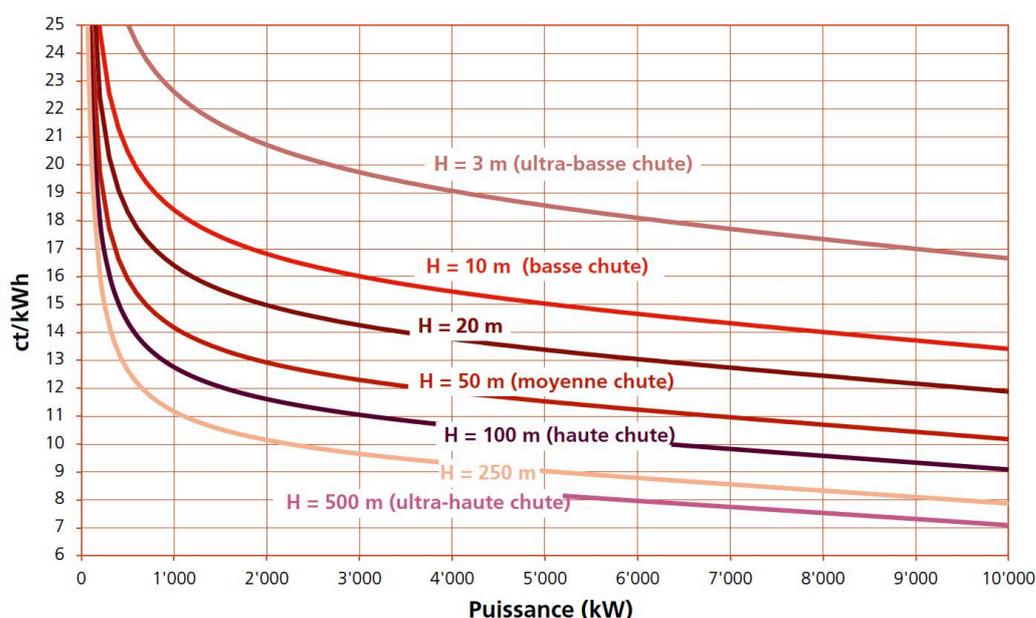


Fig. 7 : Prix de revient statistique selon différentes hauteurs de chute, en fonction de la puissance installée (Source : enquête statistique ITECO/ISKB, 2007, avec le soutien de l'OFEN) [1]

Ce graphique met en évidence deux faits :

- Plus la puissance installée est élevée, plus les coûts de production spécifiques par kilowatt installé sont faibles.

⁴ Capacité hydraulique brute moyenne (« kW théorique ») : calculée sur en fonction de la hauteur de chute utilisable (y compris les fluctuations du niveau d'eau en amont / en aval) et des quantités d'eau effectivement débitées par le cours d'eau jusqu'à concurrence du débit maximal de l'installation. Certains cantons renoncent au re-calcul annuel, d'autres le convertissent sur la base de la production effective.

- Plus la hauteur de chute est faible, plus les coûts de production spécifiques par kilowatt installé sont élevés.

L'écart par rapport à ces valeurs indicatives peut être très important selon l'installation. Mis à part la puissance et la hauteur de chute, les coûts de la centrale dépendent de nombreux autres facteurs, tels que p.ex. l'hydrologie, le rapport hauteur de chute/voie des eaux motrices, la géologie/hydrogéologie, la qualité de l'équipement, la viabilisation des installations de la centrale, les exigences, les synergies avec d'autres projets, etc. Ces facteurs et d'autres sont décrits en détail dans le guide « Petites centrales hydrauliques Planification et procédures » [1].

Il n'existe pas encore d'informations analysées sur les coûts de production des centrales d'exploitation accessoire. On peut supposer que les coûts de production de centrales d'exploitation accessoire sont nettement plus faibles et que plus les synergies exploitables sont nombreuses, plus ils diminuent.

1.3 Durées d'amortissement

1.3.1 Durée d'amortissement des différents composants

La durée d'amortissement peut être déterminée en fonction de divers critères :

- Technique : La durée de vie prévue de l'installation est déterminée par l'usure naturelle ou technique, l'obsolescence économique ou l'échéance d'exploitation (p.ex. concession). L'Association des entreprises électriques suisses (AES) a publié une liste de ces durées de vie techniques [8]. Pour des raisons de simplicité, les études de faisabilité et analyses grossières se basent souvent sur une période d'amortissement de 50 ans pour le génie civil (y compris les conduites forcées) et de 25 ans pour les composants mécaniques et électriques de l'installation et les équipements hydrauliques en acier. Étant donné qu'à l'heure actuelle, les concessions pour les centrales hydrauliques ne sont plus octroyées que pour une durée de 40 ans parfois, il faut veiller à ce que la durée d'amortissement ne dépasse pas celle de la concession.
- Tarifs : Période garantie pour certains tarifs de rachat, p.ex. 15 ans pour les tarifs définis par le système de rétribution à l'injection (SRI) – qui a remplacé au 01.01.2019 la RPC, d'une durée initiale de validité de 25 ans.

Avant que la décision finale de construction ne soit prise, l'efficacité économique doit être calculée en détail en fonction des durées de vie techniques spécifiées par l'AES [8].

1.3.2 Facteurs influençant la période d'amortissement

La durée de vie technique et par conséquent la durée d'amortissement d'une petite centrale hydraulique dépend d'un grand nombre de facteurs. Ces facteurs d'influence se subdivisent en :

- Matériaux de construction (qualité du béton)
- Qualité des matériaux (construction hydraulique en acier, équipement électromécanique, conduites forcées)
- Qualité des études et de l'ingénierie
- Qualité de la réalisation
- Impacts sur l'environnement (crues, régime de charriage, alluvions et sédiments, température, humidité, rayonnement, pollution de l'air, vibrations des bâtiments)
- Exploitation (démarrage et arrêt de l'installation, vibrations, coups de bélier)
- Maintenance (qualité de la maintenance, facilité de maintenance du composant, stratégie de maintenance)

2. Financement

2.1 Besoins en capitaux et financement au fil du temps

Le financement dépend généralement du besoin en capitaux. Ce besoin en capitaux change continuellement au cours des différentes phases d'une centrale électrique.

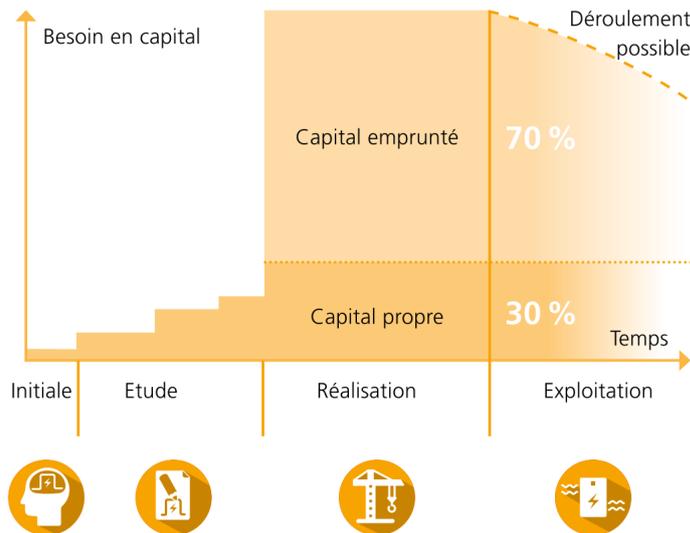


Fig. 8 : Évolution du besoin en capitaux et du financement [9]

Dans la phase initiale, le besoin en capitaux est encore faible. Il s'élève à environ 0.5 % à 2 % du besoin total de capitaux. Le financement s'effectue au moyen de fonds propres sous forme de contributions personnelles et de montants investis par l'organe responsable du projet de la centrale électrique.

Le besoin en capitaux pour les travaux de la phase d'étude augmente par rapport à la phase initiale et représente environ 8 à 15 % des coûts d'investissement totaux. Ces derniers doivent généralement être couverts par des fonds propres, car il est difficile d'obtenir des emprunts à ce stade, en raison des incertitudes encore considérables.

C'est pendant la phase de réalisation que la majeure partie de l'investissement est nécessaire pour la construction et la mise en service de la centrale électrique. Étant donné que le besoin en capital dépasse généralement les fonds propres disponibles, il faut dans la plupart des cas emprunter.

Pendant la phase d'exploitation, les revenus devraient dépasser les dépenses courantes d'exploitation et d'entretien et devraient ainsi permettre de constituer des provisions pour les futurs investissements de rénovation, le remboursement des prêts, le versement des intérêts sur les fonds empruntés et le paiement de dividendes. Pendant la phase d'exploitation, il y a souvent une restructuration du financement étant donné que les flux de trésorerie générés permettent de rembourser les prêts ou de convertir les crédits de construction à court terme en emprunts à long terme. Comme les risques en phase d'exploitation sont beaucoup plus faibles que pendant la phase de réalisation qui comporte encore des risques de construction considérables, des négociations avec les banques permettent souvent d'abaisser les taux d'intérêt.

2.2 Formes de financement

Les petites centrales hydrauliques sont généralement financées sur la base de fonds propres et de fonds étrangers. Les fonds étrangers peuvent être obtenus de diverses sources : de l'organe responsable⁵ sous forme de prêts de sociétaires ou d'actionnaires (le nom dépend de la forme de société de l'organe responsable), de prêts directs de non-partenaires ou de crédits bancaires. Si l'organe responsable n'est pas en mesure d'assurer lui-même le financement, il est possible de transférer la propriété et donc le financement des investissements nécessaires à des tiers. Deux formes possibles sont le leasing et le contrat d'externalisation « contracting ».

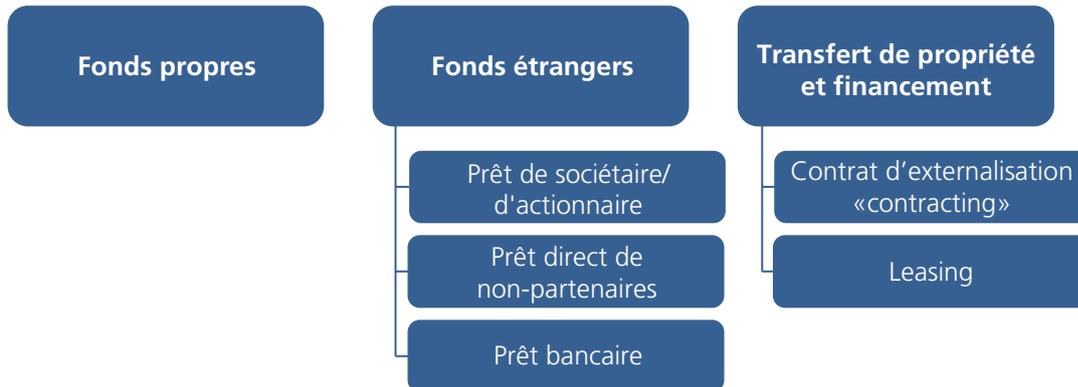


Fig. 9 : Aperçu des formes de financement

2.2.1 Fonds propres

Les activités de la phase initiale et de la phase d'ingénierie sont généralement financées exclusivement avec des fonds propres, car les risques sont encore très élevés. Dans les phases suivantes, les fonds propres constituent souvent la base sur laquelle le financement par fonds étrangers se met en place.

| | |
|-------------------------------------|--|
| Caractéristiques importantes | <ul style="list-style-type: none"> • Les fonds propres sont des fonds que l'organe responsable apporte au projet sous forme d'argent, d'actifs réels ou de propres contributions. • Lors de la création d'une société, les fonds propres se constituent par des apports en numéraire ou en nature des actionnaires. Pour les sociétés anonymes, un capital social minimum légal est exigé, la preuve du paiement doit être présentée au registre du commerce au moment de l'enregistrement. Dans le cas de sociétés existantes, les fonds propres sont constitués par une augmentation du capital, une thésaurisation des bénéfices, une capitalisation d'actifs, une valorisation supérieure des actifs ou une valorisation inférieure des passifs. • Les fonds propres n'ont pas à être remboursés, c'est-à-dire qu'ils sont à disposition de l'organe responsable pour une période illimitée. • La personne qui amène des fonds propres a un droit de regard. • Une base de fonds propres solide est la condition à l'obtention de fonds étrangers. • Le type de société influence également la structure des fonds propres. La question de la forme juridique d'une société doit par conséquent être examinée en même temps que son financement. |
| Avantages | <ul style="list-style-type: none"> • Contrairement aux fonds étrangers, il n'y a pas d'obligation de payer des intérêts. Même si un bénéfice est réalisé, il n'a pas à être distribué. En règle générale, une coopérative ne peut pas distribuer les bénéfices. |

⁵ Le chapitre 1.3 du module 4 fournit des informations détaillées sur les modèles d'organes responsables et d'exploitants.

| | |
|----------------------|---|
| Inconvénients | <ul style="list-style-type: none"> • En cas de faillite, les fonds propres sont subordonnés aux fonds étrangers et autres emprunts. Perte de capital en cas de faillite. • Il y a un risque que la majorité des actionnaires votent contre les décisions de l'associé (l'organe responsable). |
| Adéquation | <ul style="list-style-type: none"> • Financement des dépenses dans la phase initiale et la phase de planification • Base de capital importante pour les projets de moyenne et grande envergure • Part importante du capital pour les projets de petite et moyenne envergure |

Tableau 4 : Aperçu sur les fonds propres

2.2.2 Fonds étrangers

Étant donné que les besoins en capitaux, même pour les très petites centrales électriques, sont importants et que les fonds propres des propriétaires sont souvent insuffisants, des fonds étrangers sont généralement aussi nécessaires.

| | |
|-------------------------------------|--|
| Caractéristiques importantes | <ul style="list-style-type: none"> • Les fonds étrangers ne sont pas liés à un droit de regard. • Les fonds étrangers sont régulièrement rémunérés par le versement d'intérêts. • Le paiement des intérêts doit être effectué indépendamment du cours des affaires, c.-à-d. que des coûts en capital constants doivent être versés par l'exploitation. • Pour payer les intérêts et rembourser le capital emprunté, l'exploitation de la centrale hydraulique doit générer un bénéfice. • En cas de faillite, les fonds étrangers sont prioritaires par rapport aux fonds propres. • Les contrats de fonds étrangers peuvent expirer ou être résiliés. • Les conditions et les bailleurs de fonds auprès desquels un prêt est disponible dépendent de la solvabilité de l'organe responsable, des garanties déposées (p.ex., biens immobiliers, titres, assurances-vie, garanties, etc.) et de la rentabilité de la centrale hydraulique. |
| Formes de fonds étrangers | <ul style="list-style-type: none"> • Prêts de sociétaire / d'actionnaire : • Prêts directs (non participatifs) • Prêts bancaires |
| Avantages | <ul style="list-style-type: none"> • Le marché des fonds étrangers est relativement productif si la rentabilité est assurée et si les risques sont clairs et minimes. • Les bailleurs de fonds étrangers n'ont aucun droit de regard. |
| Inconvénients | <ul style="list-style-type: none"> • Garanties élevées à fournir par l'organe responsable. • Si le taux d'intérêt n'a pas été fixé, une augmentation des taux d'intérêt peuvent constituer une lourde charge financière. • Obligation de payer les frais de capital (intérêts), sauf dans le cas d'un prêt sans intérêt • Obligation de rembourser les fonds étrangers • Risque de résiliation du contrat par la banque et ainsi d'une obligation de remboursement immédiat du montant du crédit si certains critères de financement ne sont pas remplis. Il peut en résulter un défaut de capital indésirable. |
| Adéquation | <ul style="list-style-type: none"> • Les fonds étrangers sont généralement nécessaires pour couvrir les besoins élevés en capitaux des petites centrales hydrauliques. • En complément des fonds propres ou pour limiter le volume des fonds propres nécessaires |
| Bailleurs de fonds possibles | <ul style="list-style-type: none"> • Prêts de sociétaire / d'actionnaire : sociétaires ou actionnaires • Prêts directs : commune et canton, particuliers et associations de particuliers, fournisseurs d'énergie, fondations. Les bailleurs de fonds ont souvent un lien direct avec la centrale électrique. • Prêts bancaires : diverses banques, notamment celles qui accordent des prêts à faible taux d'intérêt pour les projets de petites centrales hydrauliques : p.ex. Banque Alternative, Freie Gemeinschaftsbank. |

Tableau 5 : Aperçu sur les fonds étrangers

Des informations détaillées sur les trois formes de fonds étrangers sont disponibles dans le Guide pratique pour organes responsables, coopérations et financement [9].

2.2.3 Leasing et contracting (contrat d'externalisation)

Si un organe responsable n'est pas en mesure d'assurer lui-même le financement d'une centrale hydraulique, il est possible de transférer la propriété et donc le financement des investissements nécessaires à des tiers sous la forme de leasing ou de contracting.

| | |
|-------------------------------------|---|
| Caractéristiques importantes | <ul style="list-style-type: none"> • Dans le cadre du leasing, le donneur de leasing est propriétaire de la centrale électrique et responsable de son financement. L'organe responsable loue l'installation du propriétaire pendant la période de leasing, l'exploite et a le droit d'acheter l'installation au donneur de leasing une fois la période de leasing terminée. • Dans le cadre du contracting, l'entrepreneur possède, exploite et finance la centrale hydraulique. L'organe responsable (preneur du contrat) achète l'électricité à l'entrepreneur à des conditions contractuelles définies. • L'organe responsable n'est pas responsable du financement. Pour l'organe responsable, il n'y a aucune exigence en matière de capital et, par conséquent, aucun coût en capital direct. Indirectement, les coûts du capital sont toutefois répercutés. |
| Avantages | <ul style="list-style-type: none"> • L'organe responsable n'a pas de capital à investir. |
| Inconvénients | <ul style="list-style-type: none"> • L'externalisation de la propriété de la centrale crée des dépendances vis-à-vis du bailleur ou de l'entrepreneur. • Les risques assumés par le propriétaire de la centrale se répercuteront sur le montant des frais de leasing ou de contracting. |
| Adéquation | <ul style="list-style-type: none"> • Si l'organe responsable ne peut ou ne veut pas prendre en charge lui-même le financement de la centrale hydraulique. • Une bonne rentabilité de la centrale est impérative. Dans le cas contraire, les investisseurs ne reprendront pas la propriété et le financement de la centrale hydraulique. • Le contracting est adapté en cas de consommation propre, parce qu'elle assure l'approvisionnement en électricité par la centrale en question sans avoir à assumer de risques d'exploitation et sans avoir à disposer de capitaux et de savoir-faire opérationnels. |

Tableau 6 : Aperçu sur les leasing et contracting

Des informations détaillées sont disponibles dans le Guide pratique pour organes responsables, coopérations et financement qui peut être téléchargé sur le site de l'OFEN [9].

Modul VI Exemple centrales hydrauliques sur eau potable
Trans et Tomils (GR)

2.3 Exigences des investisseurs

Pour chaque investisseur, qu'il soit donneur de fonds propres, de fonds étrangers, de leasing ou de contracting, la rentabilité, les garanties et les risques d'une centrale hydraulique sont des éléments essentiels. En plus des informations générales sur les projets et les centrales hydrauliques, ils doivent être documentés dans un business plan afin que les investisseurs disposent d'une bonne base pour leur prise de décision.

2.3.1 Rentabilité

Les exigences des investisseurs en matière de rentabilité dépendent fortement des garanties et des risques, mais aussi du rendement des possibilités de placement alternatives. Pendant la phase initiale, il s'agira de clarifier les coûts, les rendements et les exigences de rendement afin que la rentabilité de

la centrale hydraulique puisse être une première fois estimée. Dans les phases ultérieures, lors desquelles le projet de centrale se concrétise et donne des informations plus précises, il faudra actualiser le calcul de la rentabilité.

Le chapitre 4 du présent rapport fournit des informations détaillées sur le calcul de la rentabilité.

Un outil de calcul de la rentabilité est disponible sur le site Internet de l'OFEN [10].

2.3.2 Garanties et risques

Afin que les investisseurs puissent prendre leur décision d'investissement sur la base d'informations fiables, il est recommandé de procéder à une évaluation systématique des garanties et des risques, et de les documenter. Étant donné que les risques et les garanties changent au cours des phases du projet, ils devraient être réévalués après chaque changement majeur.

Le tableau suivant indique les garanties et les risques possibles dans les domaines importants pour les petites centrales hydrauliques.

| Domaines | Exemples de garanties | Exemples de risques |
|----------------------------------|---|---|
| Aspects institutionnels | <ul style="list-style-type: none"> Bonne ressource en personnel de l'organe responsable Organisation à structure transparente, fonctionnelle et décisionnelle de l'organe responsable Coopération avec des experts qualifiés, preuve d'une expérience et de capacités suffisantes des ingénieurs, des fournisseurs et des entrepreneurs. | <ul style="list-style-type: none"> Mauvaise gestion de projet Manque de ressources en personnel pour certaines fonctions du projet de centrale hydraulique |
| Recettes | <ul style="list-style-type: none"> Contrat de rachat conclu Demande de RPC / SRI approuvée | <ul style="list-style-type: none"> Baisse des prix de l'électricité ou des recettes tarifaires Pannes Mauvais contrôle du système Évaluation trop optimiste de l'hydrologie Ajustements / modifications des conditions-cadres juridiques |
| Financement | <ul style="list-style-type: none"> Fonds propres à disposition Crédit bancaire à taux d'intérêt fixe | <ul style="list-style-type: none"> Retrait d'investisseurs Hausse des taux d'intérêt |
| Autres aspects financiers | <ul style="list-style-type: none"> Plan de paiement adapté aux services fournis par les ingénieurs, les fournisseurs et les entrepreneurs (pas de paiements anticipés disproportionnés, retenues) | <ul style="list-style-type: none"> Manque de liquidités Hausse des redevances |
| Planification | <ul style="list-style-type: none"> Preuves de performances du chef de projet (références, capacités) Présentation des rapports et des plans de projet Recherche de l'avis d'experts ou de seconds avis sur des risques particuliers, p. ex. sites contaminés, enquête géologique, rapport sur les risques naturels | <ul style="list-style-type: none"> Erreurs de planification Retards Dépassement des coûts de planification prévus dans le budget |
| Permis | <ul style="list-style-type: none"> Permis existant (avec toutes les conditions remplies) | <ul style="list-style-type: none"> Procédures d'autorisation longues et par conséquent coûteuses Refus du permis ou autorisation pourvues d'exigences trop élevées |

| | | |
|---|---|--|
| Coûts d'ouvrage | <ul style="list-style-type: none"> • Offres fermes pour environ 80 % des coûts d'ouvrage et d'ingénierie • Estimation des coûts d'ouvrage, documents d'appel d'offres et offres examinées par des ingénieurs expérimentés (éventuellement deuxième avis) | <ul style="list-style-type: none"> • Le dépassement des coûts d'ouvrage, p.ex. en raison de conditions géologiques, de risques naturels ou d'une planification incomplète • Retard |
| Exploitation | <ul style="list-style-type: none"> • Contrats d'exploitation et de maintenance déjà conclus • Estimation sérieuse et complète des coûts d'exploitation, prise en compte dans la preuve de rendement. | <ul style="list-style-type: none"> • Dépassement des frais d'exploitation et d'entretien • Mauvais entretien avec dommages consécutifs • Exploitation inefficace |
| Qualité | <ul style="list-style-type: none"> • Garanties contractuelles des fournisseurs et des entrepreneurs, comme les retenues, les garanties d'exécution et les garanties pour les défauts de l'ouvrage. | <ul style="list-style-type: none"> • Défauts de qualité au niveau des travaux et des livraisons • Le retard et ses conséquences • Défauts non corrigés • Manque de moyens (financiers) pour faire pression afin de faire respecter les droits du maître de l'ouvrage à la prestation de services de qualité en temps opportun. |
| Dommages dus aux éléments naturels | <ul style="list-style-type: none"> • Une description des polices d'assurance nécessaires en phases de construction et d'exploitation et la preuve que les primes d'assurances ont été prises en compte dans le plan financier. • Assurance des dommages dus aux éléments naturels | <ul style="list-style-type: none"> • Primes d'assurance non prises en compte dans les calculs ou dommages non couverts en cas de crues, d'avalanches, de chutes de pierres, etc. |
| Responsabilité | <ul style="list-style-type: none"> • Assurance responsabilité civile | <ul style="list-style-type: none"> • Primes d'assurance non prises en compte dans les calculs ou dommages non couverts en cas d'accidents de personnes ou de dommages matériels. |
| Garanties externes | <ul style="list-style-type: none"> • Cautions • Lettres de gage sur terrains et propriétés | |

Tableau 7 : Aperçu des garanties et des risques

Les garanties et les risques d'un projet influencent fortement la viabilité financière d'un projet. Les projets de centrales hydrauliques qui comportent des risques très élevés ne peuvent généralement pas être financés. Les bailleurs de fonds étrangers, en particulier les banques, sont souvent peu enclins à prendre des risques et exigent des garanties importantes. Les fournisseurs de fonds propres sont généralement plus disposés à injecter du capital-risque dans un projet. Toutefois, les risques assumés doivent être compensés par un rendement adéquat. Une analyse des risques et la démonstration que des mesures ont été prises pour parer aux principaux risques, augmentent les chances d'attirer des bailleurs de fonds étrangers ou de fonds propres.

2.4 Choix du mode de financement

Comme nous l'avons décrit au chapitre 2.1, le financement de la phase initiale et de la phase de planification s'effectue habituellement au moyen de fonds propres, car les besoins en capital sont faibles et les risques, élevés. Il n'y a souvent pas d'alternative.

Pendant la phase d'ingénierie, une évaluation financière détaillée est effectuée, qui comprend également la planification détaillée du financement des phases ultérieures. Le point de départ de cette planification se base généralement sur les fonds propres que l'exploitant peut ou veut investir dans la centrale électrique. Si le montant des fonds propres est relativement faible, la question fondamentale est de savoir si les propriétaires souhaitent transférer la propriété de la centrale hydraulique et le financement à une société de leasing ou de contracting. Pour répondre à cette question, il faut peser le pour et le contre des formes de financement décrites au chapitre 2.2. Si l'organe responsable s'oppose à un transfert de propriété et du financement, il se pose la question de savoir comment répartir la part de fonds propres et la part de fonds étrangers. Pour répondre à cette question, les points suivants doivent être pris en considération :

- Besoins en capitaux
- Fonds propres disponibles
- Rendement de la centrale
- Garanties et risques
- Conditions des investisseurs
- Efforts à fournir pour la levée de fonds

Il faut en outre tenir compte des avantages et des inconvénients spécifiques des formes de financement décrites au chapitre 2.2. L'organe responsable cherche souvent des parts de fonds étrangers importantes afin de générer un rendement des fonds propres suffisamment élevé, par l'effet de levier (« leverage » en jargon financier). Dans la pratique, la part de fonds étrangers peut s'élever jusqu'à 70%. Les banques exigent en général 30 % de fonds propres pour les prêts en phase d'exploitation si de bonnes garanties sont disponibles. En cas de garanties plus faibles, jusqu'à 50 % de fonds propres peuvent être exigés. Les banques exigent également que la forme juridique de la société soit une société anonyme, étant donné que la loi exige un capital minimal élevé pour une société anonyme et qu'il existe des règles strictes régissant la procédure à suivre en cas de situation financière défavorable. La durée des emprunts bancaires s'élève généralement à 16 ans maximum. Les conditions de crédit (en particulier le taux d'intérêt) dépendent de la solvabilité de l'emprunteur, des titres, du niveau d'intérêt général et des exigences de marge interne de la banque. Dans les conditions actuelles du marché, des taux d'intérêt de 2.5 % à 3 % constituent une base de négociation réaliste.

Il convient également de noter que les bailleurs de fonds étrangers ne financent un projet que lorsque :

- La concession et le permis de construire ont été obtenus ou qu'au moins leur obtention est imminente,
- Des offres pour la construction et les principaux composants de l'installation sont disponibles,
- Le contrat d'achat d'électricité a été signé ou que la garantie de RPC/SRI ou la position sur la liste d'attente (pour la RPC/SRI) est connue, et
- Les principaux risques peuvent être évalués.

D'un autre côté, les bailleurs de fonds propres enclins à prendre des risques peuvent aussi s'engager plus tôt dans un projet, mais ils s'attendent généralement à un rendement plus élevé s'ils sont prêts à prendre un risque plus élevé. Les exceptions sont les investisseurs motivés idéologiquement, ce qui n'est pas rare en petite hydraulique.

3. Modèles de revenus

Les revenus des petites centrales hydrauliques se composent principalement du produit de la vente de l'électricité et de la plus-value écologique. Dans certains cas, des revenus supplémentaires peuvent être générés par des subventions de la Confédération ou d'autres sources. Les recettes provenant de l'électricité et de la plus-value écologique peuvent aujourd'hui être obtenues par la consommation propre, la rétribution légale de l'injection ou la vente sur le marché libre (voir figure ci-dessous).

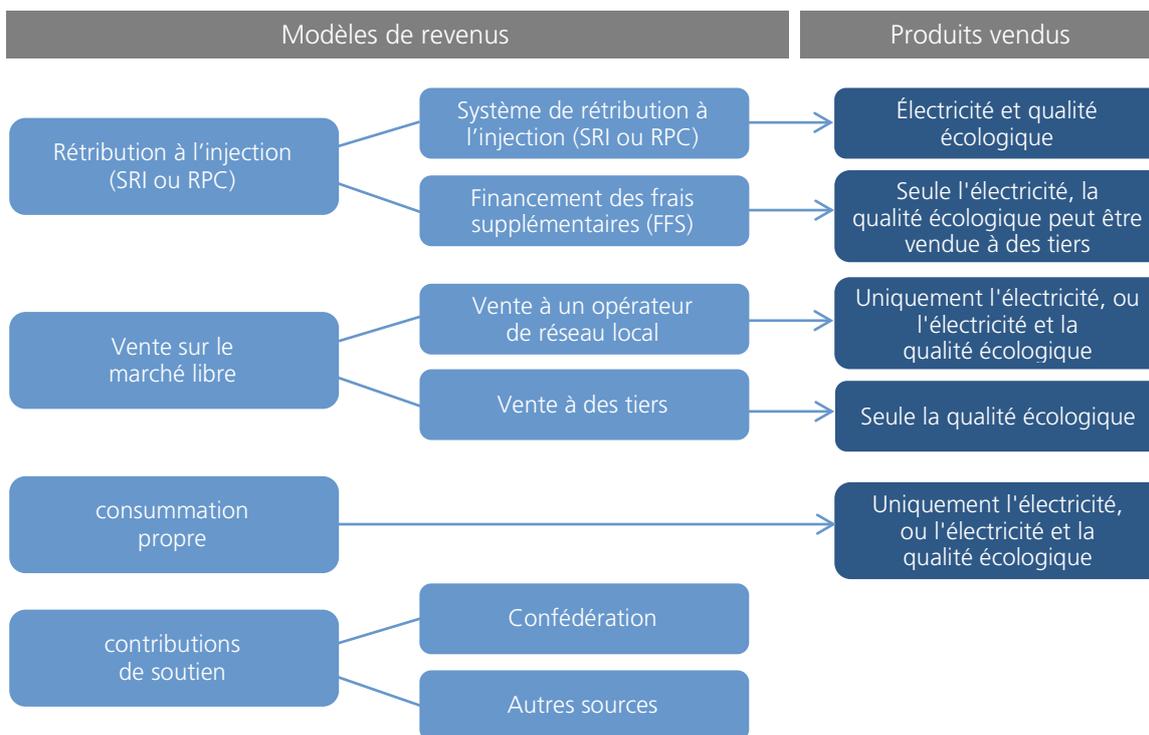


Fig. 10 : Modèles de revenus (2019)

Les différents tarifs de vente subventionnés par la Confédération (FFS, RPC et SRI) sont décrits au chapitre suivant (cf. § 3.1).

Comme le montre la Fig. 10, il est également possible de vendre l'électricité et la plus-value écologique sous forme de garantie d'origine ou uniquement l'électricité au gestionnaire du réseau local. Si la plus-value écologique n'est pas vendue au gestionnaire du réseau local, elle peut être vendue directement ou par des plateformes de vente (bourses d'électricité écologique) à des tiers.

Garantie d'origine [11, 12, 13]

Toute forme de commercialisation de la plus-value écologique de l'électricité nécessite des garanties d'origine. Les garanties d'origine ont pour but d'éco-labelliser et de garantir la qualité de l'électricité fournie. Elles fournissent des informations sur :

- La quantité d'électricité produite en kWh
- Les sources d'énergie utilisées pour la production d'électricité
- La période et le lieu de production
- Les données d'identification de la centrale
- Les données techniques de la centrale (performance, type, etc.)
- Des labels tels que « naturemade star », « TÜV SÜD Erzeugung EE », etc.

Pour chaque kilowattheure d'électricité produit, Pronovo délivre une garantie d'origine et la met à disposition de l'exploitant de la centrale. La garantie d'origine est découplée du flux physique d'électricité et négociée séparément en tant que certificat indépendant. Une fois la transaction commerciale conclue avec succès, les garanties d'origine sont transmises du vendeur à l'acheteur dans le système Pronovo (voir figure ci-dessous). Des informations détaillées sur la transmission des garanties d'origine sont disponibles sur le site web de Pronovo.

Si un fournisseur d'électricité vend la garantie d'origine à un consommateur final, cette garantie d'origine sera annulée par Pronovo sur le compte du fournisseur d'électricité.

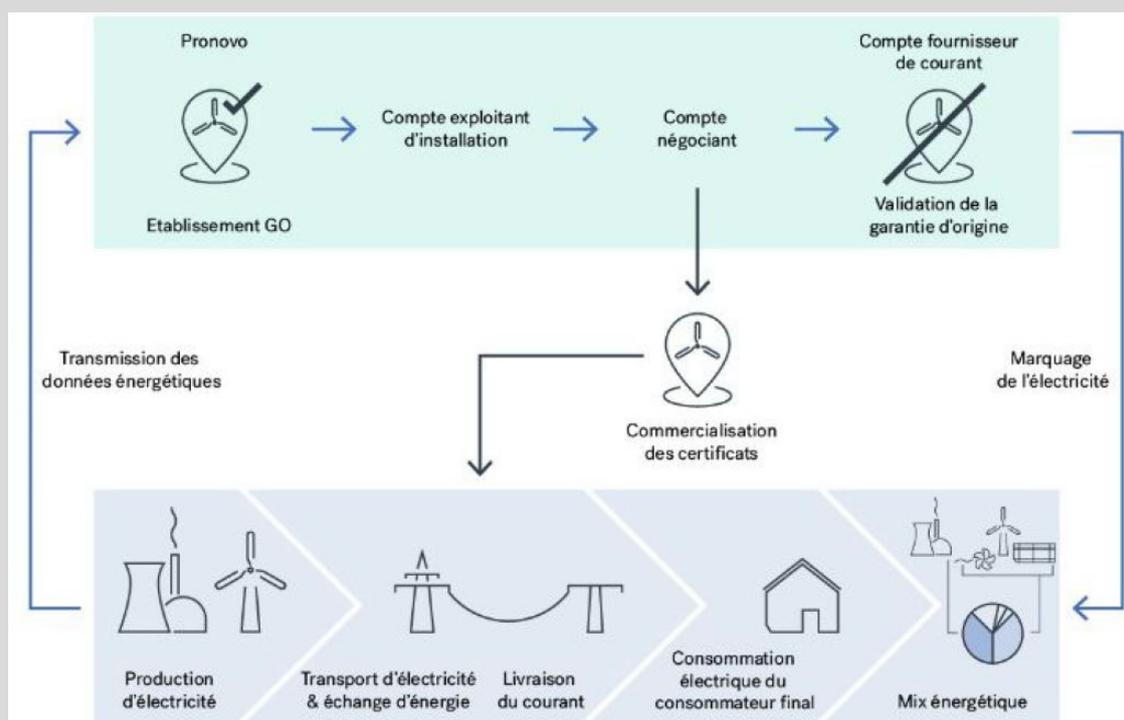


Fig. 11: Cycle de vie de la garantie d'origine [11, 12, 13]

Les garanties d'origine suisses sont basées sur le Système européen de certification de l'énergie (European Energy Certificate System EECs) et répondent aux exigences de la législation européenne. Sur cette base, les énergies renouvelables sont commercialisées et utilisées avec succès en Suisse et à l'étranger depuis 2006.

3.1 Rétributions à l'injection [14]

3.1.1 Financement des frais supplémentaires (FFS) [15]

Le FFS concerne des petites centrales hydrauliques mises en service avant le 1er janvier 2006, d'une puissance inférieure ou égale à 1 MW. Les producteurs bénéficiaires du FFS peuvent injecter le courant sur le réseau pour à un tarif de 15 ou cts/kWh.

Les producteurs indépendants doivent disposer de garanties d'origine délivrées par Pronovo pour recevoir la rétribution. Vous trouverez des informations détaillées dans la directive relative au financement des frais supplémentaires sur le site de Pronovo [16].

Si ces installations sont agrandies ou renouvelées, une contribution d'investissement peut être sollicitée. Il s'agit d'un « agrandissement » si, par exemple, la production d'électricité est augmentée d'au moins 20 % ou si la hauteur de chute est augmentée d'au moins 10 %. Dans le cas d'un "renouvellement / rénovation", au moins un composant principal de l'installation doit être remplacé et l'investissement doit s'élever à au moins 7 cents/kWh par rapport à la production nette moyenne réalisée au cours d'une année des cinq dernières années complètes d'exploitation. Les détails sont réglés dans l'ordonnance sur l'encouragement d'électricité issue d'énergies renouvelables (OEnER). Le droit au Financement des Frais Supplémentaires FFS expire avec l'assurance d'une contribution d'investissement.

3.1.2 Rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) et système de rétribution (SRI)

Situation jusqu'au 01.01.2018

La RPC est l'instrument de la Confédération pour promouvoir la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qui a fait suite au FFS. A la base, la RPC doit couvrir les coûts de production par kWh d'une « installation de référence ». Les conditions suivantes s'appliquent pour obtenir cette rétribution : La petite centrale hydraulique (puissance < 10 MW) doit avoir été mise en service, considérablement agrandie ou rénovée, après le 1^{er} janvier 2006. L'OFEN détermine les taux de rétribution et les adapte périodiquement aux prix de revient actuels. Les petites centrales hydrauliques sont réparties dans les catégories de tarifs de rétribution suivantes :

- Centrales construites en cours d'eau naturels
- Centrales construites sur un tronçon de cours d'eau déjà utilisé et les centrales d'exploitation accessoire

En décembre 2016, par exemple, la rétribution de la première catégorie s'élève à un maximum de 24.8 ct/kWh, celle de la seconde catégorie, à un maximum de 38 ct/kWh. En d'autres termes, la rétribution est plus faible sur les cours d'eau naturels pour inciter à exploiter les cours d'eaux déjà utilisés. Bien que les coûts d'une centrale de la catégorie 2 soient généralement nettement inférieurs, la rémunération maximale est plus élevée.

Les taux de rétribution pour les centrales hydrauliques se composent d'un forfait de base fonction de la puissance équivalente³, d'un éventuel bonus du niveau de pression et d'un éventuel bonus d'aménagement des eaux. Pour des raisons d'acceptation, la rétribution des centrales de catégorie 1 a été plafonnée, ainsi, elle ne couvre plus dans tous les cas les coûts d'une centrale de référence.

La RPC est financée par une taxe de réseau sur chaque kWh d'électricité acheté par le consommateur final appelé le supplément réseau. Depuis 2018, le supplément réseau est de 2,3 cents/kWh maximum. Toutefois, les recettes provenant de ce supplément réseau n'étaient pas suffisantes pour prendre en compte tous les petits projets hydroélectriques notifiés. Les centrales hydroélectriques qui n'ont pas été prises en compte ont été placées sur une liste d'attente. Entre-temps, l'OFEN a fait sa-

voir que la liste d'attente ne peut pas être entièrement traitée même avec l'augmentation du supplément réseau. En outre, le système de rétribution de l'injection SRI expirera à la fin de l'année 2022. Au printemps 2020, le processus de consultation pour le modèle successeur a commencé.

Au 01.01.2018, 556 petites centrales hydrauliques en service bénéficient de la RPC [17]. En avril 2017, 256 petites centrales hydrauliques ont obtenu une réponse positive pour la RPC et ne sont pas encore en service, tandis que 555 autres centrales sont sur la liste d'attente [18]. Les centrales figurant sur la liste d'attente n'ont pas droit à une indemnisation. La construction d'une installation sans l'octroi de subventions se fait aux risques et périls de l'utilisateur. Ce n'est que par l'octroi de subventions qu'il existe un droit à une indemnisation.

Stratégie énergétique 2050 (dès le 01.01.2018) [19, 20]

En automne 2016, le Parlement adopte le premier paquet de mesures de la stratégie énergétique 2050. Ce premier paquet de mesures a été approuvé par le peuple lors de la votation populaire du 21 mai 2017. Il en résulte les changements importants suivants pour les petites centrales hydrauliques à partir du 1^{er} janvier 2018 [19, 20].

- Le **plafond du supplément réseau** passe de 1.5 à 2.3 cts par kWh. Ces fonds supplémentaires permettront de **réduire la liste d'attente**. Toutefois, même dans ce cas, toutes les centrales figurant sur la liste d'attente ne pourront pas bénéficier d'un soutien financier. Ceci parce que le Parlement a déjà décidé de supprimer la rétribution de l'injection cinq ans après l'entrée en vigueur de la loi révisée et parce que les subventions n'étaient pas suffisantes. En théorie, de nouveaux engagements auraient pu être pris d'ici à la fin de 2020. Toutefois, les subventions déjà confirmées devraient être versées jusqu'à la fin de la période définie par la loi.
- Les exploitants de **nouvelles installations**, à savoir les installations mises en service après le 1^{er} janvier 2013 d'une puissance⁶ comprise entre 1 et 10 MW, et les centrales d'exploitation accessoire, même si leur puissance est inférieure à 1 MW, peuvent participer au **système de rétribution du courant injecté**. En outre, le Conseil fédéral peut prévoir des dérogations à cette limite inférieure pour d'autres centrales hydrauliques si elles sont situées dans des plans d'eau déjà utilisés ou n'impliquent pas de nouvelles interventions sur les eaux naturelles.
- A partir du 1^{er} janvier 2020, les exploitants d'installations de 100 kW et plus, nouvellement intégrées au SRI, doivent vendre eux-mêmes leur électricité sur le marché. Ce procédé est appelé **« commercialisation directe »** [21]. La rétribution du courant injecté de l'opérateur individuel se compose alors **de ce qu'il gagne sur le marché et de la prime d'injection de l'électricité** dans le réseau. La prime d'injection résulte de la différence entre le taux de rétribution spécifique à la petite hydraulique et le prix de référence du marché. Le taux de rétribution fixé par l'OFEN se base sur les prix de revient d'une centrale au moment de la mise en service, selon des centrales de références rentables sur le long terme. Cela signifie, par exemple, que si le taux de rétribution s'élève à 28 cts/kWh et le prix de référence du marché à 5 cts/kWh, la prime d'injection sera de 23 ct/kWh.
- Les exploitants de **centrales existantes** d'une puissance d'au moins 300 kW peuvent bénéficier de **contributions à l'investissement (CI)** pour des **extensions et des rénovations importantes** réalisées après le 1^{er} janvier 2013 [22]. Les centrales d'exploitation accessoire de moins de 300 kW, turbinant par exemple l'eau potable ou les eaux usées, ou situées sur des voies navigables déjà utilisées ou sans nouvelles interventions dans les eaux naturelles, ont également droit à des contributions.
- Les CI sont déterminées au cas par cas. Pour les petites centrales hydrauliques (puissance < 10 MW), elles représentent au maximum 60 % des coûts d'investissement imputables.

⁶ Dans ce cas, la puissance est considérée comme la puissance mécanique brute moyenne de l'eau, conformément à l'art. 51 de la loi sur les forces hydrauliques LFH.

3.2 Vente sur le marché libre

3.2.1 Vente à un exploitant de réseau local

Les producteurs indépendants peuvent injecter l'électricité dans le réseau local et **vendre l'électricité et la plus-value écologique ou seulement l'électricité** à l'exploitant de réseau local. L'exploitant de réseau a l'obligation d'acheter l'électricité. Les exploitants de réseau qui offrent à leurs clients du courant écologique sont généralement aussi intéressés par l'achat de la plus-value écologique. Si l'exploitant de réseau n'est pas intéressé par l'achat de la plus-value écologique, celle-ci peut également être vendue à d'autres clients (voir chapitre 3.2.2).

Le prix de l'électricité et le prix de la plus-value écologique sont essentiellement une question de négociation. Si les parties ne s'entendent pas, le prix de l'électricité doit au moins se baser sur les coûts épargnés par l'exploitant de réseau pour l'approvisionnement en énergie équivalente.

Des détails sont disponibles sur le site Internet de la Commission fédérale de l'électricité, l'EiCom [23].

3.2.2 Vente à des tiers

Si la **plus-value écologique** de l'électricité n'est pas vendue à l'exploitant de réseau, elle peut également être vendue à des tiers (p.ex. fournisseurs d'énergie, entreprises ou particuliers). La vente nécessite une garantie d'origine que le producteur peut faire délivrer par Pronovo. La vente peut se faire directement (OTC, over the counter) ou par l'intermédiaire de plateformes appelées bourses d'éco-courant. Exemples de plates-formes de vente :

- Ökostrombörse Schweiz: www.oekostromboerse-schweiz.ch
- Ökostrombörse Pro: www.oekostromboerse-pro.ch
- Ökostrombörse: www.oekostromboerse.ch
- Strom von hier: www.stromvonhier.ch
- Naturstrombörse: www.naturstromboerse.ch
- BUYECO: www.buyeco.ch
- Stromallmend: www.stromallmend.ch

3.3 Consommation propre [24]

Tous les producteurs d'électricité ont le droit de consommer eux-mêmes sur place l'électricité produite. Il n'y a donc aucune obligation d'injecter l'électricité produite dans le réseau. Le droit à la consommation propre s'applique à toutes les centrales, indépendamment de leur taille, de la technologie utilisée ou d'éventuels soutiens sous forme d'investissements. L'exploitant de réseau est tenu d'acheter l'électricité que le producteur ne consomme pas lui-même. Seule l'énergie effectivement injectée dans le réseau (production excédentaire) sera considérée comme injectée et rémunérée. Comme les tarifs d'achat sont plus élevés que les tarifs d'injection, des compteurs spéciaux doivent être installés.

L'OFEN recommande aux producteurs d'électricité qui souhaitent exploiter une installation pour leur propre consommation, de contacter l'exploitant de réseau le plus tôt possible afin de tirer au clair les questions de mise en œuvre dans le cas concret. Des informations détaillées sont disponibles sur le site Internet de l'OFEN [24].

La consommation propre est économiquement intéressante pour le propriétaire de la centrale si ses coûts de production sont inférieurs au prix de l'électricité achetée au fournisseur final. C'est d'ailleurs souvent le cas, puisque le prix du fournisseur final inclut également les coûts de réseau.

3.4 Contributions de soutien

Dans le cadre du programme SuisseEnergie, la Confédération octroie des subsides de CHF 2'000 pour des analyses sommaires (CHF 1'800 pour les particuliers). Des informations détaillées se trouvent sur le site Internet de l'association de la petite hydraulique, Swiss Small Hydro [25].

Des contributions à des installations pilotes et de démonstration sont également possibles, comme précisé sur le site Web du programme de recherche de l'OFEN [26].

Autres sources

Certaines des institutions suivantes soutiennent également des projets de centrales électriques par des contributions financières et matérielles :

- Canton ou commune
- Les offices de Préservation des monuments historiques (centrales historiques)
- Fonds de loterie
- Diverses fondations (p. ex. Aide Suisse aux Montagnards)

Les conditions doivent être clarifiées dans chaque cas individuel.

3.5 Choix du modèle de revenus

Ci-après est décrit le choix du modèle de revenus d'un point de vue purement économique. S'il est possible d'obtenir une rétribution légale du courant injecté, produit par la petite centrale hydraulique, ce sera dans la plupart des cas le modèle de revenus le plus intéressant, car la rétribution du courant injecté garantit des rendements constants sur plusieurs années et est généralement supérieure aux revenus qui peuvent être générés sur le marché libre. Par ailleurs, la vente par la rétribution du courant injecté est souvent plus intéressante que la consommation propre, car le tarif est plus élevé que le coût d'achat de l'électricité auprès d'un fournisseur final.

Toutefois, seules quelques nouvelles installations figurant déjà sur la liste d'attente du RPC/SRI peuvent encore bénéficier du tarif de rachat. Comme déjà mentionné ci-dessus, d'autres modèles de revenus devront être envisagés pour toutes les autres nouvelles centrales.

S'il existe un besoin d'électricité pour sa propre consommation, l'autoconsommation est souvent le deuxième modèle de revenus le plus intéressant pour l'électricité, car l'épargne faite en évitant de devoir acheter l'électricité au fournisseur est généralement supérieure aux recettes qui peuvent être obtenues en la vendant à l'exploitant du réseau local. En effet, et principalement, les prix de l'électricité des fournisseurs finaux incluent également des coûts de réseau et des taxes. Pour l'électricité que le producteur ne consomme pas lui-même, le producteur reçoit généralement le prix du marché, actuellement très bas, de l'exploitant du réseau. Comme déjà mentionné au chapitre 3.3, des compteurs séparés sont installés pour l'injection et pour l'achat. Ainsi, le net metering (comptage net ou facturation nette) ne s'applique pas.

La plus-value écologique peut être vendue sur le marché libre sous la forme de garantie d'origine, si on ne veut pas la garder.

Le modèle de revenus le moins attractif de nos jours est la vente sur le marché libre, car les prix de l'électricité et de la plus-value écologique sont très bas. Dans la plupart des cas, ils ne couvrent même pas les coûts de production.

4. Calcul de rentabilité

4.1 Méthode de calcul de la rentabilité

Le calcul de rentabilité est un calcul statique de l'investissement qui peut être utilisé pour calculer la rentabilité, le rendement total du capital et le rendement des fonds propres.

4.1.1 Définitions

Rentabilité

Dans le calcul de la rentabilité, le bénéfice réalisé pendant la période d'investissement est comparé au capital moyen utilisé pendant la période d'investissement.

$$\text{Rentabilité} = \frac{\text{bénéfice avant intérêts}}{\text{Capital moyen engagé}}$$

Le bénéfice avant intérêts sert à montrer la rentabilité indépendamment du financement, c'est-à-dire indépendamment de la part des fonds propres et des fonds étrangers utilisés pour financer l'investissement. L'utilisation du capital moyen engagé tient compte de la variation de valeur de l'investissement.

Rendement total du capital investi

Si l'on divise la rentabilité par la période d'investissement, on obtient le rendement total annuel du capital investi.

$$\text{Rendement total du capital investi} = \frac{\text{bénéfice avant intérêts}}{\text{Capital moyen engagé} \times \text{durée d'investissement}}$$

Pour déterminer si un investissement est rentable, le rendement total du capital investi est comparé à ses propres attentes en matière de rendement total. Le rendement calculé peut également servir à évaluer les options de financement (comme p.ex. les crédits bancaires).

Rendement des fonds propres

Le rendement des fonds propres est calculé sur la base du bénéfice après intérêts, c.-à-d. en tenant compte des intérêts sur les fonds étrangers. En outre, le bénéfice est mis en rapport à la moyenne des capitaux propres investis et divisé par la durée de l'investissement.

$$\text{Rendement des fonds propres} = \frac{\text{bénéfice après intérêts}}{\text{Capitaux propres moyens engagés} \times \text{durée d'investissement}}$$

Pour évaluer s'il vaut la peine d'investir des fonds propres, le rendement des fonds propres est comparé à ses propres attentes en matière de rendement.

4.1.2 Exemple :

Hypothèses

| | |
|---|---|
| Puissance de la centrale | 1.5 MW |
| Production annuelle moyenne d'électricité | 5.2 GWh |
| Période d'investissement | 20 ans |
| Recettes de la vente d'électricité et de la plus-value écologique | 18.27 cts/kWh |
| Coûts d'investissement (coûts des études et de la réalisation) | CHF 9'700'000 (une fois au début) |
| Amortissements | CHF 435'000 (par année) |
| Valeur résiduelle de la centrale à la fin de la période d'investissement | CHF 1'000'000 |
| Moyenne des capitaux investis = (coûts d'investissement + valeur résiduelle) / 2 | CHF 5'350'000 |
| Moyenne des fonds propres investis | CHF 1'850'000 |
| Crédit bancaire (montant moyen sur la durée de vie utile) | CHF 3'500'000 |
| Charges d'intérêts annuelles moyennes sur les fonds étrangers (crédit bancaire), à un taux d'intérêt de 3% | CHF 105'000 |
| Frais d'exploitation, d'entretien, d'assurance, de marketing et d'administration et autres frais d'exploitation | CHF 170'000 (par année) les années 1 - 10 CHF 190'000 (par année) les années 11 - 20 |
| Redevance hydraulique | CHF 82'500 (par année) |
| Recettes de la vente d'électricité et de la plus-value écologique | CHF 950'000 (par année) |

Tableau 8 : Hypothèses pour le calcul

Calcul de la rentabilité et du rendement total du capital investi

| | |
|---|----------------|
| Rendement total pendant la période d'investissement | CHF 19'000'000 |
| Amortissements pendant la période d'investissement | CHF 8'700'000 |
| Frais d'exploitation, d'entretien, d'assurance, de marketing et d'administration et autres frais d'exploitation pendant la période d'investissement | CHF 3'600'000 |
| Redevance hydraulique pendant la période d'investissement | CHF 1'650'000 |
| Dépenses totales pendant la période d'investissement | CHF 13'950'000 |
| EBIT ⁷ - bénéfice avant intérêts et impôts pendant la période d'investissement | CHF 5'050'000 |
| Moyenne des capitaux investis | CHF 5'350'000 |
| Rentabilité | 94% |
| Rendement annuel total du capital investi | 4.72% |

Tableau 9 : Calcul de la rentabilité et du rendement total du capital investi

⁷ earnings before interest and taxes

Calcul du rendement des fonds propres

| | |
|---|----------------|
| Rendement total pendant la période d'investissement | CHF 19'000'000 |
| Amortissements pendant la période d'investissement | CHF 8'700'000 |
| Frais d'exploitation, d'entretien, d'assurance, de marketing et d'administration et autres frais d'exploitation pendant la période d'investissement | CHF 3'600'000 |
| Redevance hydraulique pendant la période d'investissement | CHF 1'650'000 |
| Intérêts sur fonds étrangers pendant la période d'investissement | CHF 2'100'000 |
| Dépenses totales pendant la période d'investissement | CHF 16'050'000 |
| EBT ⁸ - bénéfice avant impôts pendant la période d'investissement | CHF 2'950'000 |
| Moyenne des fonds propres investis | CHF 1'850'000 |
| Rendement annuel des fonds propres | 7.97% |

Tableau 10 : Calcul du rendement des fonds propres

4.1.3 Évaluation

| Avantages | Inconvénients |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Convient à la comparaison avec des placements alternatifs dont le volume d'investissement est à peu près le même. • Méthode de calcul simple (formules simples) et paramètres d'entrée faciles à déterminer pour le calcul. | <ul style="list-style-type: none"> • La valeur temporelle des flux de trésorerie n'est pas prise en compte (l'argent disponible aujourd'hui a plus de valeur que l'argent disponible dans le futur), par conséquent l'inconvénient d'un investissement initial élevé n'est pas suffisamment pris en compte. • Ne tient compte que du rendement et d'aucun autre facteur important de la décision d'investissement (p. ex. de la liquidité) • Imprécision du capital moyen utilisé |

Tableau 11 : Évaluation de la méthode de calcul de la rentabilité

4.2 Méthode de la valeur actuelle nette (VAN)

La méthode de la valeur actuelle nette est utilisée pour évaluer si un investissement répond aux exigences de rendement des investisseurs. Si la valeur actuelle nette calculée est positive, l'investissement est avantageux. Si elle est négative, il ne faut pas investir.

Le calcul de la valeur actuelle nette est un calcul dynamique de l'investissement qui calcule la valeur actuelle nette d'un investissement (en anglais : Net Present Value – NPV-). L'actualisation au début de l'investissement permet de rendre comparables les recettes et les dépenses futures. La somme des valeurs actuelles de tous les paiements (recettes et dépenses) causés par cet investissement donne la valeur actualisée nette.

La méthode de la valeur actuelle nette utilise un taux d'intérêt théorique pour déterminer la valeur actuelle. Ce taux d'intérêt correspond aux exigences de rendement de l'investissement. Plus le taux d'intérêt théorique est élevé, plus la valeur actuelle nette de l'investissement est faible, car les recettes futures sont de plus en plus dévaluées et prennent de moins en moins de poids dans le résultat. L'investissement initial élevé (p.ex. pour une centrale hydraulique) a par contre un poids élevé (il n'est pas dévalué).

⁸ earnings before taxes

Les paiements d'intérêts sur les fonds étrangers ne sont pas pris en compte dans la méthode VAN, car la valeur actuelle nette est calculée sur la base du capital total et pas seulement sur les fonds propres.

4.2.1 Définitions

| | |
|--|--|
| Flux de trésorerie | Toutes les recettes et dépenses (y c. les investissements), à l'exclusion des flux de trésorerie liés au financement (intérêts, levées de capitaux et remboursements) |
| Taux d'intérêt théorique | Taux d'intérêt sur lequel le facteur d'actualisation est basé Le niveau du taux d'intérêt reflète le rendement attendu par les investisseurs. Cette attente varie en fonction du risque de l'investissement. |
| Facteur d'actualisation | Le facteur d'actualisation se calcule à l'aide du taux d'intérêt théorique et du nombre d'années après l'investissement. Facteur d'actualisation = $1 / (1 + \text{taux d'intérêt théorique})^{\text{Nombre d'années}}$ |
| Valeur actuelle | La valeur actuelle représente la valeur actuelle d'un flux de trésorerie futur (recette ou dépense). La valeur actuelle se calcule en multipliant le flux de trésorerie avec le facteur d'actualisation. |
| Valeur actuelle nette | La valeur actuelle nette est la somme de toutes les valeurs actuelles. |
| Taux de rentabilité interne (TRI)⁹ | Le taux de rentabilité interne indique le rendement de l'investissement total pendant la période d'investissement. |

Tableau 12 : Définitions des termes

4.2.2 Démarche

Un outil de calcul de la valeur actuelle nette est disponible sur le site Internet de l'OFEN [10]:

1. Tous les flux de trésorerie importants sont répertoriés dans leurs périodes, dans un tableau.
2. Le taux d'intérêt théorique est déterminé.
3. La valeur actuelle des flux de trésorerie se détermine à l'aide des facteurs d'actualisation calculés à partir du taux d'intérêt théorique et du nombre d'années après l'investissement.
4. La valeur actuelle nette de l'investissement se calcule par l'addition de toutes les valeurs actuelles.

⁹ internal rate of return

4.2.3 Exemple :

Hypothèses

| | |
|---|---|
| Puissance de la centrale | 1.5 MW |
| Production annuelle moyenne d'électricité | 5.2 GWh |
| Période d'investissement | 20 ans |
| Recettes de la vente d'électricité et de la plus-value écologique | 18.27 ct/kWh |
| Coûts d'investissement (coûts des études et de la réalisation) | CHF 9'700'000 (une fois au début) |
| Amortissements | CHF 435'000 (par année) |
| Valeur résiduelle de la centrale à la fin de la période d'investissement | CHF 1'000'000 |
| Frais d'exploitation, d'entretien, d'assurance, de marketing et d'administration et autres frais d'exploitation pendant la période d'investissement | CHF 170'000 (par année) les années 1 – 10 CHF 190'000 (par année) les années 11 – 20 |
| Redevance hydraulique | CHF 82'500 (par année) |
| Recettes de la vente d'électricité et de la plus-value écologique | CHF 950'000 (par année) |
| Taux d'intérêt théorique | 4% |

Tableau 13 : Hypothèses pour les calculs

Calcul de la valeur actuelle nette et du taux de rentabilité interne

| | |
|---|----------------|
| Valeur actuelle des recettes pendant toute la période d'investissement | CHF 12'910'810 |
| Valeur actuelle des dépenses pendant toute la période d'investissement | CHF 3'541'146 |
| Coûts d'investissement (valeur actuelle) | CHF 9'700'000 |
| Valeur actuelle de la valeur résiduelle après 20 ans (fin de la période d'investissement) | CHF 456'387 |
| Valeur actuelle nette (VAN) | CHF 126'051 |
| Taux de rentabilité interne (TRI) pour une valeur de capital 0 | 4.14% |

Tableau 14 : Calcul de la valeur actuelle nette et du taux de rentabilité interne

4.2.4 Évaluation

| Avantages | Inconvénients |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Convient à la comparaison avec des placements alternatifs dont le volume d'investissement est à peu près le même. • La valeur temporelle des flux de trésorerie est prise en compte (l'argent disponible aujourd'hui a plus de valeur que l'argent disponible dans le futur) | <ul style="list-style-type: none"> • Méthode de calcul assez complexe • Flux de trésorerie souvent difficile à prévoir • Ne tient compte que du rendement et d'aucun autre facteur important de la décision d'investissement (p. ex. de la liquidité) |

Tableau 15 : Évaluation de la méthode de la valeur actuelle nette

4.3 Calcul dynamique des prix de revient

Le calcul des coûts de production de l'électricité conduit à un résultat qui peut être utilisé pour comparer différents types de production d'électricité sur la base des coûts. Toutefois, ce résultat ne tient pas compte de la valeur de l'électricité produite dans un système énergétique à une heure donnée de l'année.

4.3.1 Définition [27]

Le calcul dynamique des coûts moyens de production d'électricité repose sur la méthode de la valeur actuelle nette, selon laquelle les dépenses d'investissement et les flux de trésorerie des dépenses et des recettes pendant la durée de vie de l'installation sont calculés par actualisation à une date de référence commune. Pour ce faire, les valeurs actuelles de toutes les dépenses (coûts d'investissement, coûts d'exploitation et impôts) moins la valeur actuelle de la valeur résiduelle sont divisées par les valeurs actualisées de la production d'électricité.

$$\text{Prix de revient} = \frac{\text{Coûts d'investissement} + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t} - \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

| | |
|-------------------|---|
| n | Période d'investissement |
| t | Année de la période d'utilisation (1, 2, ... n) |
| A _t | Coût annuel total de l'année t (coûts d'exploitation et impôts) |
| B _t | Valeur résiduelle de l'installation à la fin de la période d'investissement |
| i | Taux d'intérêt théorique pour fonds propres et étrangers (taux d'intérêt pondéré) |
| M _{t,el} | Quantité d'électricité produite au cours de l'année concernée en kWh |

A première vue, une actualisation de la production d'électricité semble incompréhensible d'un point de vue physique, c'est en fait la conséquence d'une transformation mathématique financière. L'idée est simplement que l'énergie produite correspond implicitement aux revenus de la vente de cette énergie. Plus ces recettes sont éloignées dans le futur, plus la valeur actuelle correspondante est faible. Comme déjà mentionné ci-dessus, il n'y a aucun rapport avec la valeur et par conséquent avec le prix de vente possible de l'électricité. La part des fonds propres et étrangers est explicitement intégrée dans l'analyse au travers du coût moyen pondéré du capital (Weighted average cost of capital – WACC) par le biais du facteur d'actualisation (taux d'intérêt théorique). Elle dépend du pourcentage de fonds propres investis sur le capital total utilisé, du rendement présumé des fonds propres pendant la période d'investissement, du coût des fonds étrangers et du pourcentage de fonds étrangers investis.

4.3.2 Démarche

Un outil de calcul du prix de revient est disponible sur le site Internet de l'OFEN [10]:

1. Le taux d'intérêt théorique utilisé pour l'actualisation se calcule en tenant compte des parts de fonds propres et de fonds étrangers, du taux d'intérêt sur les fonds étrangers et du rendement des fonds propres.
2. Tous les flux de trésorerie importants pour les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et les impôts sont répertoriés dans un tableau.
3. Le taux d'intérêt théorique permet d'actualiser les flux de trésorerie pour les charges d'exploitation et les impôts ou de déterminer leur valeur actuelle.
4. La valeur actuelle de la valeur résiduelle est déterminée.

5. Les valeurs actuelles de tous les coûts (coûts d'investissement, coûts d'exploitation et impôts) sont additionnées et la valeur actuelle de la valeur résiduelle en est déduite.
6. La valeur actuelle nette est déterminée pour la quantité totale d'énergie produite.
7. Les prix de revient sont calculés en divisant la valeur actuelle des coûts totaux (moins la valeur résiduelle) par la valeur actuelle de la quantité totale d'énergie produite.

4.3.3 Exemple :

Hypothèses

| | |
|--|---|
| Puissance de la centrale | 1.5 MW |
| Production annuelle moyenne d'électricité | 5.2 GWh |
| Période d'investissement | 20 ans |
| Coûts d'investissement (coûts de développement, d'ingénierie et de réalisation) | CHF 9'700'000 (une fois au début) |
| Valeur résiduelle de la centrale à la fin de la période d'investissement | CHF 1'000'000 |
| Amortissements | CHF 435'000 (par année) |
| Charges d'exploitation et d'entretien | CHF 120'000 (par année) les années 1 – 10 CHF 140'000 (par année) les années 11 – 20 |
| Assurance | CHF 20'000 (par année) |
| Frais de marketing et d'administration | CHF 20'000 (par année) |
| Autres frais d'exploitation | CHF 10'000 (par année) |
| Redevance hydraulique | CHF 82'500 (par année) |
| Charges d'intérêts sur fonds étrangers (crédits bancaires), pour CHF 3.5 millions de fonds étrangers avec un taux d'intérêt de 3%. | CHF 105'000 (par année) |
| Rémunération des fonds propres, pour CHF 1.85 million de fonds propres et un rendement de 5%. | CHF 92'500 (par année) |
| Impôts | CHF 25'000 (par année) |

Tableau 16 : Hypothèses pour le calcul des prix de revient

Calcul des prix de revient

| | |
|--|----------------|
| Taux d'intérêt théorique pour fonds propres et fonds étrangers (pondéré) | 3.69% |
| Valeur actuelle de la totalité des coûts d'investissement | CHF 9'700'000 |
| Valeur résiduelle actuelle à la fin de la période d'investissement | CHF 484'317 |
| Valeur actuelle de la totalité des coûts d'exploitation | CHF 3'641'854 |
| Valeur actuelle de la totalité des impôts | CHF 349'229 |
| Valeur actuelle de la totalité des coûts (moins la valeur résiduelle) | CHF 13'206'766 |
| Valeur actuelle de la production totale d'énergie | 72'639'545 kWh |
| Prix de revient | 18.18 ct/kWh |

Tableau 17 : Calcul des prix de revient

4.3.4 Évaluation

| Avantages | Inconvénients |
|--|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • Convient pour la comparaison avec les prix de revient d'autres types de production d'énergie • La valeur temporelle des flux de trésorerie et de l'électricité produite est prise en compte | <ul style="list-style-type: none"> • Méthode de calcul assez complexe • Imprécision de l'amortissement linéaire |

Tableau 18 : Évaluation de la méthode de calcul des prix de revient

4.4 Calcul statique des prix de revient

Le calcul statique des prix de revient est une méthode simple pour comparer les coûts annuels totaux avec la quantité annuelle d'électricité produite.

4.4.1 Définition

Lors du calcul des prix de revient, les coûts annuels totaux sont comparés au travail total produit (en kWh).

$$\text{prix de revient} = \frac{\text{Total des coûts annuels}}{\text{Travaux annuels générés (en kWh)}}$$

Le coût total comprend à la fois la charge d'intérêts pour les fonds étrangers et la rémunération des fonds propres investis.

4.4.2 Exemple :

Hypothèses

| | |
|--|---|
| Puissance de la centrale | 1.5 MW |
| Production annuelle moyenne d'électricité | 5.2 GWh |
| Période d'investissement | 20 ans |
| Coûts d'investissement (coûts de développement, d'ingénierie et de réalisation) | CHF 9'700'000 (une fois au début) |
| Valeur résiduelle de la centrale à la fin de la période d'investissement | CHF 1'000'000 |
| Amortissements | CHF 435'000 (par année) |
| Charges d'exploitation et d'entretien | CHF 120'000 (par année) les années 1 – 10 CHF 140'000 (par année) les années 11 – 20 |
| Assurance | CHF 20'000 (par année) |
| Frais de marketing et d'administration | CHF 20'000 (par année) |
| Autres frais d'exploitation | CHF 10'000 (par année) |
| Redevance hydraulique | CHF 82'500 (par année) |
| Charges d'intérêts sur fonds étrangers (crédits bancaires), pour CHF 3.5 millions de fonds étrangers avec un taux d'intérêt de 3%. | CHF 105'000 (par année) |
| Rémunération des fonds propres, pour CHF 1.85 million de fonds propres et un rendement de 5%. | CHF 92'500 (par année) |
| Impôts | CHF 25'000 (par année) |

Tableau 19 : Hypothèses pour le calcul des prix de revient

Calcul des prix de revient

| | |
|---|--------------|
| Coûts annuels totaux | CHF 920'000 |
| Production annuelle moyenne d'électricité | 5.20 GWh |
| Prix de revient | 17.69 ct/kWh |

Tableau 20 : Calcul des prix de revient

4.4.3 Évaluation

| Avantages | Inconvénients |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Convient pour la comparaison avec les prix de revient d'autres types de production d'énergie • Méthode de calcul simple (formules simples) et faible besoin d'informations | <ul style="list-style-type: none"> • La valeur temporelle des flux de trésorerie n'est pas prise en compte (l'argent disponible aujourd'hui a plus de valeur que l'argent disponible dans le futur), raison pour laquelle les coûts d'investissement sont sous-pondérés. • Imprécision de l'amortissement linéaire |

Tableau 21 : Évaluation de la méthode de calcul des prix de revient

5. Liste des sources

La liste suivante a été entièrement mise à jour en octobre 2019.

1. Office fédéral de l'énergie OFEN (2016) : Petites centrales hydrauliques, planification et procédures, guide pratique pour les maîtres de l'ouvrage : https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/publications/_jcr_content/par/externalcontent.external.exturl.pdf/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZnVlcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvODM3Ni5wZGY=.pdf
2. Office fédéral de l'énergie (2016) : KEV – Wie weiter / RPC – où va-t-on?, <http://swissmallhydro.ch/wp-content/uploads/2016/05/03-BFE-KEV-Wie-Weiter-Public.pdf>
3. Office fédéral de l'énergie OFEN (2014) : Kostenstruktur von Kleinwasserkraftwerken auf Basis der vorhandenen Grobanalysen und Vorstudien - Structure des coûts des petites centrales hydrauliques sur la base des analyses sommaires et des études préliminaires existantes – en allemand - https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft/kleinwasserkraft/_jcr_content/par/tabs/items/tab/tabpar/externalcontent.external.exturl.pdf/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvNzY5NS5wZGY=.pdf
4. Office fédéral de l'énergie, Programme DIANE, L'Eau potable génératrice d'électricité, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZnVlc3VjaGU=.html?keywords=&q=L%27eau+potable+&from=&to=&nr=>
5. Office fédéral de l'énergie (1994) : DIANE 10 : L'eau usée génératrice d'électricité – Concept, réalisation, potentiel - https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/publications/_jcr_content/par/externalcontent.external.exturl.pdf/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZnVlcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTM0Mi5wZGY=.pdf
6. Swiss Small Hydro - Interessenverband Schweizer Kleinkraftwerk-Besitzer ISKB, «Umfrage Betriebs- und Unterhaltskosten Kleinwasserkraft», Enquête sur les coûts d'exploitation et d'entretien des petites centrales hydroélectriques, en allemand, 2016: <http://swissmallhydro.ch/wp-content/uploads/2016/02/Bericht-Betriebskosten-KWKW-v1.1-mit-Anhang.pdf>
7. Association suisse pour l'aménagement des eaux ASAE (2016): Fiche d'information : La redevance hydraulique – la taxe la plus importante pour la force hydraulique. https://www.sww.ch/fr/wp-content/uploads/sites/2/2018/03/Fiche-dinformation-Redevance-hydraulique_ASAE.pdf
8. Office fédéral de l'énergie (2000): Bases de calcul des prix de revient des petites centrales hydrauliques selon art. 7 al. 4 LEnE (Grundlagen zur Ermittlung der Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken nach Art. 7 Abs. 4 EnG)
9. Office fédéral de l'énergie, Guide organe responsable, coopérations et financement de petites centrales hydrauliques, 2014: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZnVlc3VjaGU=.html?keywords=&q=guide+organe+responsable+petites+centrales+hydrauliques&from=&to=&nr=>
10. Office fédéral de l'énergie OFEN, Calculs de rentabilité, Outil de calcul Excel, en allemand, https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/publications/_jcr_content/par/externalcontent.external.exturl.xlsx/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvODgxNS54bHN4.xlsx
11. Pronovo, Garanties d'origine, <https://pronovo.ch/fr/garanties-dorigine/>
12. Office fédéral de l'énergie, Marquage de l'électricité, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/marquage-et-attestation-d-origine-de-l-electricite.html>
13. Office fédéral de l'énergie, Guide du marquage de l'électricité, https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/marquage-et-attestation-d-origine-de-l-electricite/_jcr_content/par/tabs/items/tab/tabpar/externalcontent.external.exturl.pdf/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZnVlcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvOTMzLnBkZg==.pdf
14. Office fédéral de l'énergie, Rétribution à l'injection, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/mesures-d-encouragement/energies-renouvelables/retribution-de-injection.html>

15. Pronovo, Financement-des-frais-supplementaires (FFS), <https://pronovo.ch/fr/financement/financement-des-frais-supplementaires-ffs/>
16. Pronovo, directive relative au Financement des Frais Supplémentaires (FFS), version du 01.01.2020, <https://pronovo.ch/download/richtlinie-mehrkostenfinanzierung-mkf/?wpdmdl=8528>
17. Fondation Rétribution à Prix coûtant du courant injecté, RPC, rapport annuel 2017, <https://pronovo.ch/fr/services/rapports-et-publications/#>
18. Fondation Rétribution à Prix coûtant du courant injecté, RPC, Cockpit RPC, 1^{er} trimestre 2017
19. Office fédéral de l'énergie, OFEN: Rétribution à prix coûtant du courant injecté pour petites installations hydrauliques et installations éoliennes, géothermiques et de biomasse, 2 novembre 2017, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.ex-turl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmJuYWVWRtaW4uY2gvZnlvchVibGJl-jYXRpb24vZG93bmxvYWVvODE3MA==.html>
20. Confédération suisse: Loi sur l'énergie du 30 septembre 2016, <https://www.admin.ch/opc/fr/classified-compilation/20121295/index.html>
21. Office fédéral de l'énergie, OFEN, Commercialisation directe, <https://pronovo.ch/fr/financement/systeme-de-retribution-de-linjection-sri-2/marketing-direct/>
22. Office fédéral de l'énergie, OFEN, Contributions à l'investissement, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/mesures-d-encouragement/energies-renouvelables/contributions-investissement-force-hydraulique.html>
23. Commission de l'électricité, Elcom, Communications, <https://www.elcom.admin.ch/elcom/fr/home/documentation/communications-de-l-elcom0.html>
24. Office fédéral de l'énergie OFEN, Conditions de raccordement pour les producteurs indépendants, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/electricite-issu-de-sources-d-energie-renouvelables/conditions-de-raccordement-pour-les-producteurs-independants.html>
25. Swiss Small Hydro, SSH, Contributions financières pour les analyses sommaires, fiches techniques, <https://swissmallhydro.ch/fr/infostelle-kleinwasserkraft-2/foerderung/>
26. Office fédéral de l'énergie OFEN, Contributions financières aux programmes de recherche et développement, <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/recherche-et-cleantech/programmes-de-recherche/force-hydraulique.html>
27. Institut Fraunhofer pour les systèmes énergétique solaire ISE (2013): Coûts de production des énergies renouvelables, https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/infomaterial/kurzportrait/fr_ISE_Kurzinfo.pdf

SuisseEnergie

Office fédéral de l'énergie OFEN; Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; adresse postale : CH-3003 Berne
Tél. 058 462 56 11, Fax 058 463 25 00; contact@bfe.admin.ch; www.energie-schweiz.ch