

Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Energies renouvelables

Travail de bachelor Diplôme 2018

Armand Fardel

*Dimensionnement d'un réseau MT au
Rwanda*

- *Professeur*
Nicolas Jordan
- *Expert*
Stéphane Genoud
- *Date de la remise du rapport*
28.09.2018

Table des matières

1. Cadre du projet	7
1.1. Le Rwanda	8
1.1.1. Généralités	8
1.1.2. Démographie	9
1.1.3. Energie	9
1.2. Acteurs du projet	10
1.3. Travaux préalables	10
1.3.1. Robin Mégret	11
1.3.2. Jesse Cohen	11
1.4. Travaux parallèles actuels	11
2. Mandat du travail	12
2.1. Objectifs	12
2.2. Localisation du projet	12
3. Etat des lieux à l'arrivée	13
3.1. Travail effectué depuis 2017	13
3.2. Dégradation des conditions climatiques	13
3.3. Localisation du réseau électrique	14
3.4. Contexte agricole national et local	15
3.5. Utilisation du canal d'irrigation	16
3.5.1. Irrigation saisonnière	16
3.5.2. Restrictions d'utilisation	16
3.5.3. Débit mesuré	17
3.5.4. Projet futur	17
3.6. Redéfinition des objectifs du travail	18
4. Processus d'enregistrement du projet	19
4.1. Licences pour le commerce de l'électricité	19
4.1.1. Production d'électricité	19
4.1.2. Transport d'électricité	19
4.1.3. Coûts des licences	19
4.1.4. Procédure de demande de licences	19
4.2. Acquisition des droits d'eau	20

4.3.	Chronologie des procédures	20
4.4.	Taxes à l'importation et TVA	21
5.	Design retenu.....	22
5.1.	Quantité d'eau disponible.....	22
5.1.1.	Hydrologie.....	22
5.1.2.	Mesures de débit.....	23
5.1.3.	Analyse de l'eau	24
5.2.	Chute exploitable.....	25
5.2.1.	Mesures topographiques.....	25
5.2.2.	Pertes de charges	26
5.2.3.	Chute nette	30
5.3.	Conduite forcée	31
5.3.1.	Coups de bélier.....	31
5.3.2.	Choix du diamètre	34
5.3.3.	Choix de conduite.....	35
5.4.	Prise d'eau.....	36
5.4.1.	Prise d'eau amont Coanda.....	36
5.4.2.	Prise d'eau aval simple.....	37
5.4.3.	Choix de la prise d'eau (SWOT).....	39
5.5.	Canal d'irrigation.....	41
5.5.1.	Caractéristiques actuelles	41
5.6.	Dessableurs et bassin de mise en charge	43
5.6.1.	Dessableur « cascade ».....	43
5.6.2.	Dessableur « bassin de stockage » et bassin de mise en charge.....	45
5.7.	Station de turbinage	47
5.7.1.	Offre <i>Gugler</i>	47
5.7.2.	Système hydromécanique	48
5.7.3.	Offre <i>OFATEC</i>	49
5.7.4.	Bâtiment abritant la turbine.....	50
5.8.	Route d'accès.....	51
6.	Réseau électrique.....	52
6.1.	Généralités.....	52
6.1.1.	Réseau électrique Rwandais.....	52

6.1.2.	Spécificités requises pour la génératrice.....	54
6.2.	Consommation	56
6.2.1.	Village de Rusebeya.....	56
6.2.2.	Centre médical et bureau de secteur.....	56
6.3.	Choix des niveaux de tension	57
6.3.1.	Variantes possibles	57
6.3.2.	Variante retenue.....	59
6.4.	Point de raccordement	60
6.4.1.	Régime de neutre au Rwanda	60
6.5.	Design du réseau	60
6.5.1.	Ligne électrique moyenne tension.....	60
6.5.2.	Ligne électrique basse tension	61
6.5.3.	Transformateurs	63
6.5.4.	Poteaux	65
6.5.5.	Coûts du réseau MT et BT.....	67
7.	Investissement.....	68
7.1.	Données financières.....	69
8.	Financement	73
8.1.	Structure du projet	73
8.1.1.	Partenaire rwandais (REPRO).....	73
8.1.2.	Rôle de l'IIPRC-Karongi.....	73
8.1.3.	Rôle des habitants de Rusebeya	74
8.1.4.	Répartitions des parts sociales.....	74
8.2.	Coopération Suisse	74
8.3.	Emprunt au Rwanda	75
8.4.	Recherches de fonds en Suisse	75
9.	Calendrier du projet.....	75
10.	Conclusion	76

Table des illustrations

Figure 1 : Diagramme organisationnel du projet.....	10
Figure 2 : Méthode de calcul des débits partiels	23
Figure 3 : Position de la centrale d'après le niveau de la crue vingtenale. Source [2]	50
Figure 4 : Représentation aval grossière des éléments de la centrale	51
Figure 5 : Représentation amont grossière des éléments de la centrale	51
Figure 6 : Schéma de l'interconnexion au réseau existant.....	52
Figure 7 : Schéma de la variante réseau retenue	59
Figure 8 : Différents régimes de neutre dans le monde	60
Figure 9 : Représentation du montage d'un transformateur MT-BT d'après les standards Rwandais	64
Figure 10 : Structures principales des réseaux MT au Rwanda	65
Figure 11 : Connexion d'un ménage au réseau BT	66
Figure 12 : Mise à terre des réseaux MT au Rwanda.....	66
Figure 13 : Mise à terre des réseaux BT au Rwanda.....	66
Figure 14 : Paramètres financiers sans réseau électrique à charge.....	69
Figure 15 : Résultats de la simulation financière sur 30 ans sans réseau électrique	70
Figure 16 : Résultats de la simulation financière sur 20 ans avec réseau électrique	70
Figure 17 : Influence des prix de rachat et de la production sur la VAN (avec réseau à financer)	71
Figure 18 : Influence des prix de rachat et de la production sur la VAN (sans réseau à financer)	71
Figure 19 : Influence de l'OPEX et du CAPEX sur la VAN (avec réseau à financer).....	72
Figure 20 : Influence de l'OPEX et du CAPEX sur la VAN (sans réseau à financer).....	72
Tableau 1 : Tarifs de l'électricité pour particuliers.....	9
Tableau 2 : Débits mesurés - amont de la chute	23
Tableau 3 : Standards de pureté de l'eau pour une bonne utilisation de la turbine	24
Tableau 4 : Altitudes des ouvrages prises par relevé GPS.....	25
Tableau 5 : Résumé du calcul des pertes de charges totales.....	30
Tableau 6 : Données de régime transitoire sur des conduites en HDPE.....	33
Tableau 7 : Données de régime transitoire sur des conduites en PVC	33
Tableau 8 : Dimensionnement et coûts d'une prise d'eau Coanda (prix de la grille uniquement – génie civil non compris)	37
Tableau 9 : Données caractéristiques du canal d'irrigation	41
Tableau 10 : Nouvelles dimensions du canal pour un débit de dimensionnement de 250 l/s	42
Tableau 11 : Dimensionnement du dessableur "cascade"	44
Tableau 12 : Prérequis de la génératrice exigés par le Grid Code.....	54
Tableau 13 : Tensions particulières du réseau moyenne tension rwandais.....	55
Tableau 14 : Résumé des consommations du centre médical et bureau de secteur	56
Tableau 15 : Comparaison des variantes possibles pour la distribution de l'électricité	58
Tableau 16 : Pertes induites dans les lignes MV 30 kV	60
Tableau 17 : Résumé des pertes et coûts du réseau BT de Rusebeya	62
Tableau 18 : Sections des câbles BT isolés XPLE sur les trafo de distribution	63
Tableau 19 : Coûts approximatifs des réseaux MT et BT prévus.....	67

Photo 1 : Evolution des chutes de Ndaba 2016-2018	13
Photo 2 : Encombrement rivière 2016-2018	14
Photo 3 : Evolution du cours d'eau 2016-2018	14
Photo 4 : Panneau d'informations à Rusebeya	15
Photo 5 : Dessableur et déversoir du canal d'irrigation	17
Photo 6: Emplacement des prises de mesure	24
Photo 7 : Seuil au sommet de la chute de Ndaba	38
Photo 8 : Reste du dessableur alimentant le canal d'irrigation	43
Photo 9 : Bassin de stockage pouvant être utilisé comme second dessableur et bassin de mise en charge	45
Photo 10 : Exemple d'encombrement d'une turbine de 300 kW fournie par la société <i>IREM</i>	49
Photo 11 : Exemples de distributions MT - BT au Rwanda	64
Image 1 : Localisation du Rwanda en Afrique	8
Image 2 : Localisation de la chute de Ndaba.....	12
Image 3 : Exploitation minière secteur Ndaba	16
Image 4 : Appareils de mesures topographique utilisés pour les mesures.....	25
Image 5 : Positionnement des ouvrages par rapport au village.....	26
Image 6 : Facteurs de pertes de charges singulières pour différents types de vannes.....	29
Image 7 : Facteurs de pertes de charges singulières pour les coudes.....	29
Image 8 : Facteurs de pertes de charges singulières pour les contractions	29
Image 9 : Schéma de principe de l'aménagement avec prise d'eau Coanda.....	36
Image 10 : Prise d'eau avec déversoir récupérant l'eau de la cascade.....	38
Image 11: Représentation schématique du captage dans le bassin de mise en charge.....	46
Image 12 : Résumé de l'offre de Gugler pour l'équipement de la centrale	47
Image 13 : Etat du réseau électrique rwandais en 2012	53
Image 14 : Représentation grossière des réseaux principaux basse tension	61
Graphique 1 : Débits mesurés en amont de la chute	22
Graphique 2 : Diagramme de Moody	28
Graphique 3 : Comparaison financière des diamètres de conduites.....	35
Graphique 4 : Influence financière de la section des câbles du réseau BT	62
Graphique 5 : Sensibilité de l'impact de variations des paramètres sur la VAN	71

Table des abréviations

BT	Basse Tension (0.4 kV)
CIDA	Canadian International Development Agency
CIF	Cost, Insurance and Freight
DDC	Département du Développement et de la Coopération
GASFP	Global Agriculture and Food Security Program
GoR	Government of Rwanda
HES-SO	Haute Ecole Spécialisé de Suisse Occidentale
IPRC	Integrated Polytechnic Regional College
kW	Kilowatt
LWH	Land husbandry, Water harvesting and Hillside irrigation
MoU	Memorandum of understanding
MT	Moyenne Tension (30 kV)
MW	Mégawatt
OFEN	Office Fédéral de l'Energie
OFEV	Office Fédéral de l'Environnement
PPA	Power Purchase Agreement
PROMOST	Promoting Market Oriented Skills Training in the Great Lakes Region
RDB	Rwandan Development Board
RDC	République Démocratique du Congo
REPIC	Renewable energy – Energie & ressource efficiency – Promotion in International Relations
RURA	Rwanda Utility Regulatory Authority
RWF	Rwandan Franc
SDC	Swiss agency for Development and Cooperation
SECO	Secrétariat d'Etat à l'Economie
TVET	Technical and Vocational Education and Training
USAID	United States Agency for International Development
USD	United States Dollar

Introduction

1. Cadre du projet

Ce projet de micro-centrale hydroélectrique en zone rurale est un travail dont les objectifs sont de continuer le travail réalisé ces deux dernières années par des prédécesseurs de la HES-SO afin de pouvoir implémenter ce travail le plus rapidement possible.

Mais avant tout, il s'inscrit dans le cadre du programme PROMOST (Promoting Market Oriented Skills Training in the Great Lakes Region) initié par Swisscontact et financé par la SDC (Swiss agency for Development and Cooperation).

Ce programme est actif dans trois pays de la région des grands lacs en Afrique centrale qui sont : le Burundi, la République Démocratique du Congo (RDC) et le Rwanda. L'objectif est d'aider ces gouvernements à améliorer l'accès, la qualité et la pertinence de leurs systèmes de formation pratiques TVET (Technical and Vocational Education and Training).

Le projet s'articule autour de cinq axes :

- 1) Améliorer l'accès à des formations plus diversifiées et équitables
- 2) Améliorer la qualité et la pertinence des formations offertes
- 3) Aider au développement d'un système de reconnaissance des acquis et des expériences
- 4) Soutenir la gestion conjointe du système de formation locale et améliorer le placement professionnel
- 5) Améliorer l'accès aux services financiers et non financiers pour les bénéficiaires cibles

A cela s'ajoutent entre autres la construction d'écoles, la formation des professeurs, la mise en place de petites formations pour les populations rurales et le *capacity building* des participants au système TVET.

Par exemple, Swisscontact incite des artisans à engager des apprenti·e·s et leur montre l'intérêt qu'ils peuvent avoir à le faire. Afin de respecter l'équité homme-femme, l'artisan doit engager un apprenti et une apprentie simultanément.

Ce travail de diplôme s'inscrit dans l'axe numéro 4 cité ci-dessus, avec l'apport de connaissances théoriques à mettre en pratique conjointement avec les professeurs, les chefs de département et si possible les élèves.

1.1. Le Rwanda

1.1.1. Généralités

Le Rwanda est un pays d'Afrique centrale faisant partie de la région des Grands Lacs, donc font également partie l'Ouganda au Nord, la Tanzanie à l'Est, le Burundi au Sud, et la RDC à l'Ouest.

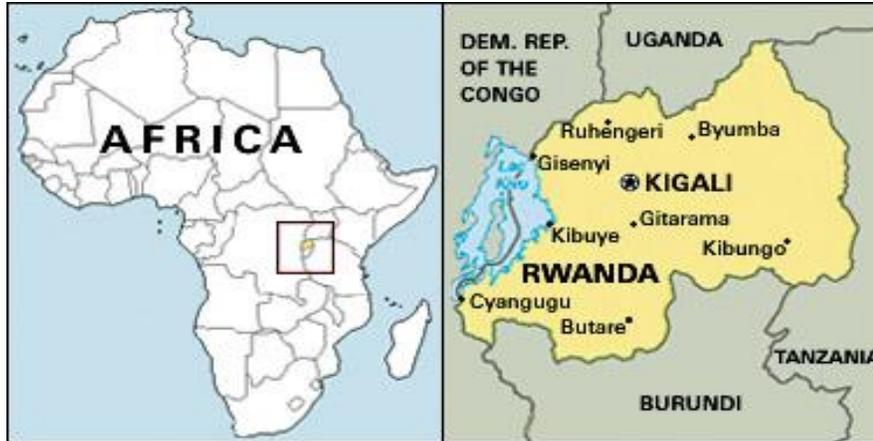


Image 1 : Localisation du Rwanda en Afrique

Le pays, d'une surface de 26'340 km², est constitué essentiellement de collines s'échelonnant entre 950 m et 4'500 m pour les volcans de la chaîne des Virunga. C'est pourquoi on l'appelle également « Le Pays des mille Collines ». Le lac Kivu, fort d'une surface de 2'700 km², fait office de frontière entre les villes de Gisenyi et de Cyangugu.

Le climat est de type équatorial, avec deux saisons des pluies entre mars et mai, puis entre octobre et novembre, entrecoupées de deux saisons sèches. Il pleut en moyenne 110 à 200¹ mm par mois durant la saison des pluies. Ces chiffres ont tendance à être en augmentation. En effet, la période de janvier à mai 2018 a connu la pluviométrie la plus importante depuis 1982². Plus de 180 Rwandais ont perdu la vie durant les inondations, qui ont également provoqué nombre de glissements de terrains et saccagé des cultures.

¹ REPUBLIC OF RWANDA, *Geography [en ligne]*. 2017. <http://www.gov.rw/home/geography/> (Consulté le 18.06.2018)

² PANORACTU, *Rwanda – fortes pluies ... [en ligne]*. 5 mai 2018. <http://www.panoractu.com/2018/05/05/rwanda-fortes-pluies-pays-a-enregistre-plus-de-180-morts-suite-aux-precipitations-meurtrieres-autorites-annoncent-de-nouvelles-pluies-potentiellement-dangereuses/> (Consulté le 18.06.2018)

1.1.2. Démographie

Le pays compte près de 12'089'000 habitants en 2018, avec une croissance démographique de 2.37% (chiffres de l'année 2017)³. La densité de population est donc de 459 hab/km². A titre de comparaison, la suisse présente une densité de population de 205 hab/km². A cause du génocide perpétré entre avril et juillet 1994, l'âge médian est de 19.7 ans, ce qui cause de graves problèmes d'emploi dans tout le pays.

1.1.3. Energie

Malgré sa croissance économique rapide, le pays reste peu électrifié. En 2017, seulement 40.5% de la population a accès à l'électricité, que cela soit *on* ou *off grid*. De gros efforts sont cependant fournis par le gouvernement afin d'atteindre un taux de raccordement de 100% à l'horizon 2024, dont 48% sur des réseaux micro-grid.

Actuellement, la capacité de production indigène se monte à 211 MW, donc 48% d'hydraulique, 32% de centrales thermiques, 14.3% grâce au méthane du lac Kivu, et 5.7% de solaire photovoltaïque. Le gouvernement prévoit une capacité installée de 512 MW en 2024.⁴

L'électricité coûte cher au Rwanda. Pour les particuliers, les tarifs sont les suivants :

Consumption (kWh) block/month	FRW/kWh (VAT exclusive)
[0-15]	89
[>15 – 50]	182
>50	189

Tableau 1 : Tarifs de l'électricité pour particuliers

source : www.reg.rw (consulté le 25.06.2108)

Le revenu annuel moyen étant de 740 USD (environ 640'000 RWF), cela représente une somme importante qu'encore peu d'habitants peuvent se permettre.

La biomasse est présente comme source d'énergie principale dans 99% des ménages rwandais. Les problèmes de santé découlant de cette utilisation intensive de bois et de charbon sont un problème majeur, tout comme la déforestation. C'est pourquoi le gouvernement met l'accent sur l'utilisation de biogaz partout où cela est possible.

³ NISR, *Size of the resident population [en ligne]*. 2018. <http://www.statistics.gov.rw/publication/size-resident-population> (Consulté le 18.06.2018)

⁴ RDB, *Renewable energy [en ligne]*. 2018. <http://rdb.rw/renewable-erngy/> (Consulté le 18.06.2018)

1.2. Acteurs du projet

Dans la figure 1 sont présentées toutes les entités participant à ce partenariat entre la HES-SO Valais/Wallis et l'IPRC-Karongi.

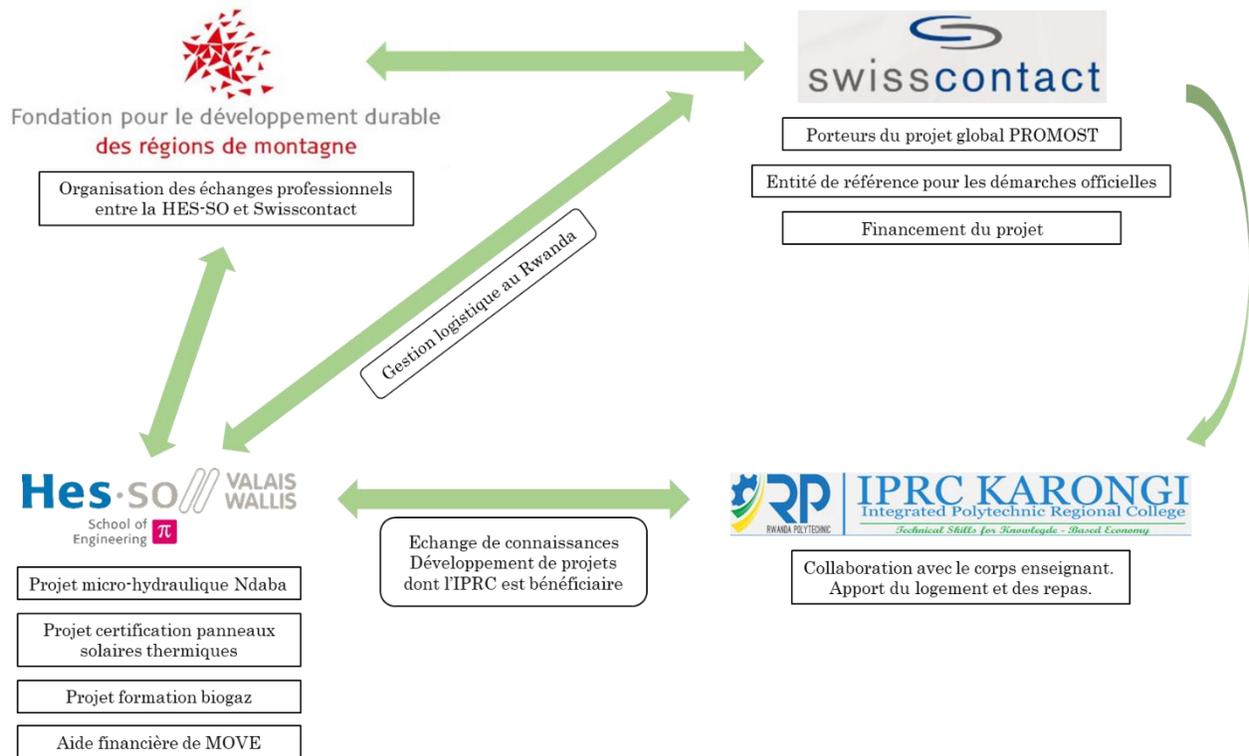


Figure 1 : Diagramme organisationnel du projet

1.3. Travaux préalables

Depuis 2016, des élèves de la HES-SO se rendent au Rwanda afin de partager leurs connaissances respectives et de permettre à des projets durables d'éclorre.

De juin à octobre 2016, Robin et José ont débuté les projets de micro-centrale hydraulique et de biogaz. En été 2017, Jesse a étudié la possibilité d'un raccordement de la micro-centrale à un *mini grid*. Au printemps 2018, Damien et Benjamin ont implémenté un projet de circuit touristique en partenariat avec l'hospitality center de l'IPRC.

Les deux chapitres suivant résument les conclusions des travaux correspondant au projet hydraulique.

1.3.1. Robin Mégret

Robin a étudié le potentiel d'installation d'une micro-centrale sur le site de la chute d'eau de Ndaba, secteur Karongi. Après avoir identifié deux emplacements potentiels pour des stations de turbinage, il propose d'utiliser le canal d'irrigation actuel afin d'optimiser la hauteur de chute d'une des deux stations identifiées.

Il en conclut qu'il est possible d'installer deux types de turbines différentes : une installation à turbine Crossflow de 27 kW électriques située au pied de la cascade, et une seconde installation Pelton de 91 kW électrique.

Une enquête d'opinion a été réalisée au sein des deux villages surplombant les potentielles installations. Toute la population est unanime : ils veulent l'électricité dans leurs villages. La consommation a été évaluée en tenant compte du taux de connexion évoluant avec la croissance démographique.

1.3.2. Jesse Cohen

Robin ayant proposé un raccordement de type *off-grid*, Jesse a alors évalué le coût et la rentabilité d'un pareil réseau.

Il a donc précisément calculé les coûts matériels comprenant les câbles, les transformateurs, la gestion des charges, ainsi que toutes les petites fournitures. Une estimation de la consommation a été réalisée en tenant compte du comportement de la population dans des villages qui ont eu un accès récent à l'électricité.

La conclusion a été que le maigre revenu des habitants ne serait pas en mesure de rendre le projet économiquement rentable. La solution serait donc un raccordement au réseau national, afin d'assurer un revenu solide.

1.4. Travaux parallèles actuels

Parallèlement à cette étude se déroulent deux autres projets :

- L'amélioration de la qualité des panneaux solaires thermiques fabriqués au sein de l'IPRC et leur certification au niveau Rwandais et, si possible, international. Le but étant de parvenir à créer un marché pour les hôtels de la région sur le principe de vente de l'énergie, et non de l'installation. Ce projet est mené par Matthias Kiechler, étudiant en énergies renouvelables.
- Le recensement des biodigesteurs construits par le gouvernement dans la région de Kibuye et la mise en place d'un mode d'emploi ainsi qu'une formation pour les agriculteurs souhaitant dépanner leur méthaniseur défaillant.

Travail de diplôme

2. Mandat du travail

Le travail effectué entre le 21 mai et le 15 septembre 2018 vise à finaliser l'étude technique de projet de la centrale hydroélectrique de Ndaba, afin de pouvoir commencer les travaux le plus rapidement possible.

2.1. Objectifs

- 1) Evaluer la possibilité de raccordement des centrales au réseau national
- 2) Déterminer les coûts de ce raccordement
- 3) Débuter la demande de financement auprès de REPIC
- 4) Faire un appel d'offre pour les deux turbines

2.2. Localisation du projet

L'emplacement prévu se situe à proximité de la chute de Ndaba, dans le district de Karongi, dans la province ouest du Rwanda. La rivière découlant de cette chute d'eau a creusé un vallon surmonté à l'est par le village de Rusebeya, et à l'ouest par le village de Ryabisine.

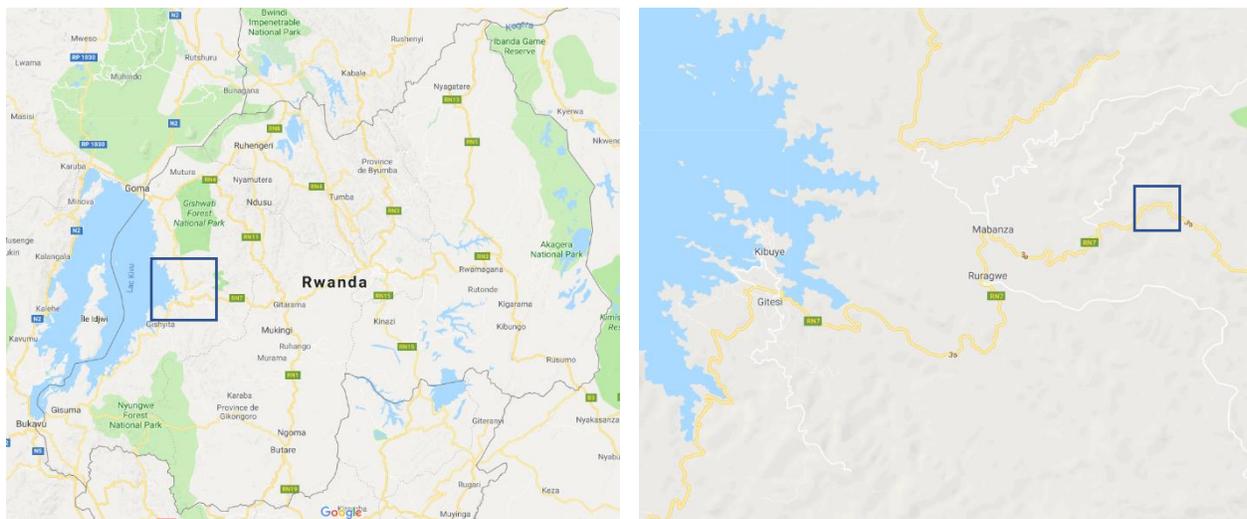


Image 2 : Localisation de la chute de Ndaba

3. Etat des lieux à l'arrivée

3.1. Travail effectué depuis 2017

Les tâches du projet prévues après la venue de Jesse en 2017 n'ont pas été effectuées par le personnel de l'IPRC. Le projet en est donc resté au même stade qu'expliqué précédemment.

3.2. Dégradation des conditions climatiques

La saison des pluies 2017-2018 n'avait pas reçu autant de précipitations depuis 1963. Enormément d'éboulements ont condamné des voies de circulation. La prise d'eau en bas des chutes de Ndaba a été détruite par un glissement de terrain le 28 avril 2018. Le canal d'irrigation est actuellement alimenté par des tuyaux souples. Ceux-ci sont gardés la nuit par deux personnes afin de dissuader d'éventuels voleurs. Même si la grande criminalité est rare dans le pays, les petits vols de matériel sont fréquents.

Il paraît donc dangereux d'envisager une centrale de turbinage à cet emplacement. Le sol n'étant pas maintenu grâce à de la végétation, il y aura donc certainement de nouveaux éboulements à la prochaine saison des pluies si le site n'est pas sécurisé.



Photo 1 : Evolution des chutes de Ndaba 2016-2018

La rivière s'est considérablement élargie depuis 2 ans. Le fond du cours d'eau s'est relevé à cause de l'affaissement des rives, et du ruissellement du sable/argile au fond de la rivière. Une grande quantité de pierres obstrue en partie le cours d'eau. Cette modification de la géométrie de la rivière rend caduque l'équation de proportionnalité censée donner un débit d'après la mesure de l'échelle limnimétrique installée en 2016.



Photo 2 : Encombrement rivière 2016-2018



Photo 3 : Evolution du cours d'eau 2016-2018

3.3. Localisation du réseau électrique

Le mandat du travail à effectuer en 2018 est basé sur le travail de Jesse en 2017. Sa conclusion était qu'il n'est économiquement pas rentable de construire un mini-grid pour les deux villages avoisinants, principalement à cause du faible revenu des villageois.

En allant visiter le *Health Center* où Jesse avait prévu de faire le raccordement au réseau national, il est apparu qu'il n'est finalement pas connecté au réseau. Le centre est simplement équipé de panneaux photovoltaïques vétustes reliés à un parc de batteries et une génératrice diesel de 11 kVA, pour subvenir à sa consommation (lumières et informatique principalement). Leur système énergétique a maintenant 15 ans et le district leur avait promis, en 2015, un nouveau réseau.

3.4. Contexte agricole national et local

Entre juin 2010 et décembre 2015 s'est déroulé le projet Land husbandry, Water harvesting and Hillside irrigation (LWH) dans tous les districts du Rwanda⁵. Il a été financé par les entités suivantes :

- The World Bank
- Canadian International Development Agency (CIDA)
- United States Agency for International Development (USAID),
- Global Agriculture and Food Security Program (GAFSP)
- Government of Rwanda (GoR)

Le budget a été de 112'395'000 USD.

Des terrasses de culture ont donc été créées dans les collines pour le maïs et les haricots, tout comme le canal d'irrigation ainsi que la prise d'eau en bas de la cascade. Des tuyaux d'irrigations partent sur toute la longueur du canal afin de desservir les terrasses à raison d'environ une vanne tous les trois niveaux.

Un deuxième canal d'irrigation alimente le côté ouest du vallon.

La rivière Ndaba irrigue les collines entre les villages de Rusebeya et Ryabisine (projet Karongi – 12). Pour les collines séparant ces deux villages de Rubengera, la rivière Ntaruko en est la source (projet Karongi – 13).



Photo 4 : Panneau d'informations
à Rusebeya

⁵ MINAGRI, *LWH project [en ligne]*. 2018. <http://www.minagri.gov.rw/index.php?id=578> (Consulté le 21.06.2018)

3.5. Utilisation du canal d'irrigation

3.5.1. Irrigation saisonnière

Durant les saisons des pluies, toute l'eau captée dans la prise d'eau est déviée dans la rivière. Etant donné que les précipitations suffisent à l'irrigation, des canaux de drainage amènent l'eau des pluies en surplus dans les cultures vers le canal d'irrigation principal. Le canal principal doit alors être nettoyé environ trois fois par semaine.

Durant les saisons sèches, l'eau du canal principal est utilisée pour l'irrigation le matin et le soir. Le bassin de stockage amène également de l'eau plus loin, là où le canal d'irrigation est absent.

3.5.2. Restrictions d'utilisation

Une mine est active en amont de la chute d'eau⁶. Environ trois à quatre fois par semaine, les responsables de la mines rejettent des polluants dans l'affluent nord de la rivière entre 19h et 5h. Ces plages horaires sont connues des habitants du village, dont un représentant va ouvrir la vanne déviant l'eau dans la rivière de 18h à 6h. Un laboratoire d'analyse est venu prélever des échantillons en 2017, sans que les villageois ne soient mis au courant des résultats. Les polluants donneraient une couleur blanche à l'eau et assècheraient les plantations.



Image 3 : Exploitation minière secteur Ndaba

Cette problématique a été prise en compte dans le nouveau projet qui devait commencer en juillet 2018. En remplacement des tuyaux flexibles actuels, une conduite est prévue afin d'amener de l'eau depuis l'affluent « propre » directement dans le canal d'irrigation. Cette information doit être prise en compte dans les prévisions de débit turbinable disponible.

⁶ *Rwandan mining cadastre [en ligne]*. 20.06.2018. <http://portals.flexicadastre.com/rwanda/> (Consulté le 21.06.2018)

3.5.3. Débit mesuré

Grâce au seuil contrôlant le débit déversé dans le canal, il est facile de calculer le débit grâce aux dimensions du déversoir et l'équation 1.1.

$$Q = 0.385 * L * H * \sqrt{2 * g * H}$$

Q	Débit déversé	m ³ /s
L	Largeur du déversoir	m
H	Hauteur de l'eau en dessus du seuil	m

Ce jour-là, grâce aux 5 tuyaux, le débit était d'environ 8.2 ± 1 l/s.



Photo 5 : Dessableur et déversoir du canal d'irrigation

3.5.4. Projet futur

Depuis juillet 2018, un projet devait être lancé sur le site afin d'améliorer la méthode d'agriculture. Des agronomes formeront les agriculteurs afin de changer leur manière de cultiver. Ils arrêteront la production de haricots et de maïs, pour la production de carottes, tomates ou encore oignons. Ces derniers sont près de 2 fois plus rentables et permettent d'effectuer 3 rotations par année, contre 2 actuellement.

En parallèle, des murs en béton sont planifiés afin de protéger le déversoir alimentant le canal d'irrigation.

Un responsable de la coopérative paysanne a affirmé que près de 40% du village serait prêt à se raccorder à un réseau électrique. Actuellement, des panneaux solaires avec batteries permettent aux habitants de subvenir aux besoins énergétiques de base.

3.6. Redéfinition des objectifs du travail

Les objectifs définis en Suisse se basaient exclusivement sur les résultats des deux travaux de diplôme précédents. Au vu des événements climatiques mentionnés ci-dessus et aux éléments non étudiés précédemment comme la possibilité de construire une route d'accès, les objectifs du travail évoluent sensiblement.

- La centrale prévue au pied de la cascade (Ndaba Power 1) se révèle trop dangereuse à construire au vu de son inaccessibilité et des chutes de pierres fréquentes durant la saison des pluies.
- Une route d'accès pour accéder au site Ndaba Power 2 semble difficilement réalisable, principalement à cause de la pente de près de 40% qu'il faudrait longer.

Les propositions retenues afin de résoudre les points soulevés ci-dessus sont les suivantes :

- Un deuxième site sur le flanc est du village a été retenu au détriment des sites proposés auparavant. La chute est plus faible, un chemin d'accès est déjà présent et peu de travaux sont à prévoir afin de le réhabiliter.
- Redéfinition du design du projet. Nouveaux calculs de rentabilité à effectuer en prenant en compte tous les éléments du projet.

Mais plus important, il faudrait penser aux bases légales du projet, que les études préalables n'ont pas pris en compte :

- Les droits d'eau sont-ils disponibles ?
- Le MINAGRI autorise-t-il à utiliser les installations d'irrigation qu'il a construites

Ces deux seules questions peuvent remettre en question tout le projet si elles ne sont pas étudiées.

4. Processus d'enregistrement du projet

4.1. Licences pour le commerce de l'électricité

Toute entité souhaitant produire, vendre ou transporter de l'énergie doit faire l'acquisition de licences délivrées par la RURA⁷. Celles dont le projet aurait la nécessité sont les suivantes.

4.1.1. Production d'électricité

Le licencié a le droit de :

- générer de l'énergie électrique et la vendre à d'autres licenciés ou à des clients de grande envergure à l'intérieur de la République du Rwanda
- accéder aux réseaux de transport ou de distribution conformément à un accord entre lui et la société de transport ou de distribution

4.1.2. Transport d'électricité

Le licencié a le droit de :

- acheter, transporter et vendre de l'énergie sur le réseau électrique rwandais
- utiliser le réseau électrique à des fins de communication, pour autant que cela n'affecte pas les performances du réseau

4.1.3. Coûts des licences⁸

La demande de licence coûte en elle-même 500 USD.

Le prix de la licence de production dépend de la taille de l'ouvrage. Dans le cas nous concernant, celui-ci serait de 5'000 USD pour une puissance nominale de 500 kW à 1000 kW.

4.1.4. Procédure de demande de licences

La procédure prend jusqu'à 60 jours et les documents requis sont les suivants :

- Lettre de candidature adressée au directeur général de la RURA
- Réception du paiement des frais de demande
- Certificat d'enregistrement de la société auprès du RDB
- Business plan
- Copie de l'étude de faisabilité du projet
- Certificat d'évaluation de l'impact environnemental (EIA)

⁷ *Regulations Governing Electricity Licensing, 2013*, 25.07.2013, pages 7-8

⁸ RWANDA DEVELOPMENT BOARD, *Renewable energy [en ligne]*. 2018. <http://rdb.rw/renewable-energy/#tab-1-3> (Consulté le 05.07.2018)

- Memorandum of understanding / Concession agreement entre la République du Rwanda et le demandeur
- Contrat d'achat d'électricité conclu avec le REG
- Autorisation de district approuvant les activités prévues, à partir du district où se trouve le site du projet cible (district de Karongi)
- Copies des états financiers du demandeur, vérifiés par un vérificateur indépendant au cours des trois années précédentes pour les sociétés existantes et le bilan initial des sociétés nouvellement constituées

4.2. Acquisition des droits d'eau

Au Rwanda, les ressources d'eau sont de plus en plus sollicitées, en partie pour l'irrigation et pour la génération d'électricité. Dans l'optique de gérer au mieux leur précieuse ressource, le gouvernement a mis en place une plateforme en ligne⁹ et gratuite où il est possible d'enregistrer la demande de droit d'eau. Il en existe de trois types :

- Les autorisations : pour l'utilisation industrielle de l'eau (irrigation, hydroélectricité, industrie du café et du thé).
- Les concessions : pour l'aquaculture.
- Les déclarations : pour la recherche et l'exploration des ressources aquifères.

L'utilisation d'une ressource sans les droits correspondants peut avoir des conséquences allant de l'amende à la privation de liberté.

Les documents requis sont les suivants :

- Lettre de recommandation du ministère adéquat (MINIFRA)
- Identification du demandeur
- Identification du site (emplacement et coordonnées)
- Certificat d'étude de l'impact environnemental (EIA)
- La quittance du paiement des frais de dossier à hauteur de 35'000 RWF (40 USD).

4.3. Chronologie des procédures

Au commencement d'un projet de micro-hydraulique il est judicieux d'obtenir une entrevue avec le département de l'énergie du RDB afin que ce dernier confirme son intérêt dans le projet. De cette manière, le gouvernement est averti qu'un projet est en cours et les demandes à venir sont facilitées.

Le site est ensuite identifié et confirmé. La disponibilité du site est demandée auprès du district. Dans le cas d'une réponse positive, un MoU est signé entre le porteur du projet et le district. La concession concernant l'utilisation de l'eau peut alors être requise auprès du ministère de l'environnement.

⁹ REPUBLIC OF RWANDA, *Water permit system [en ligne]*. 2018.
<https://www.waterpermit.rwfa.rw/login> (Consulté le 05.07.2018)

Une pré-étude de faisabilité est alors conduite en collaboration avec le REG. Si la pré-étude montre le potentiel attendu, une étude d'impact environnemental (EIA) est demandée. Cette dernière est conduite par des experts accrédités. Si l'EIA démontre la faisabilité du projet, l'étude de faisabilité complète peut alors commencer.

Les licences mentionnées dans le chapitre précédent peuvent alors être demandées provisoirement. Elles deviennent effectives à la validation de l'étude de faisabilité.

Un contrat d'achat d'électricité (PPA) est alors négocié entre le porteur du projet et le gouvernement. Les éléments suivants y sont discutés :

- Construction du réseau électrique jusqu'au réseau national (moins de 10 km)
- Accessibilité au site garantie par le gouvernement (construction de la route)
- Aide pour l'expropriation des personnes concernées
- Services pourvus par la centrale (réglage de puissance ou autre)
- Prix d'achat de l'énergie et durée de garantie de rachat

Une fois ce contrat signé, un MoU est signé avec le MINIFRA. Ce dernier a pour but de valider et d'officialiser les dates de mise en service de la centrale.

La suite des événements ne concerne plus que le porteur du projet. Ce dernier doit alors trouver les fonds nécessaires. Cela n'est pas facile au Rwanda, puisque les taux d'intérêt des banques privées dépassent allègrement les 18%. Une fois les fonds réunis, la construction commence, suivie du contrôle de l'installation par le gouvernement. Si ce dernier confirme que la centrale est conforme au contrat signé, l'exploitation peut commencer.

4.4. Taxes à l'importation et TVA

Un élément important à prendre en compte lors de l'importation de matériel au Rwanda est le taux élevé des taxes à l'importation et de la TVA. Mais les moyens de production d'énergie sont exempts de TVA afin d'augmenter l'attrait pour les investisseurs étrangers et d'atteindre l'objectif de production indigène.

Les produits importés sont eux taxés d'après leur nature. Un produit brut non transformé ne sera pas taxé, un produit intermédiaire sera taxé à hauteur de 10% de sa valeur marchande et un produit fini à 20%. L'ensemble des produits qui devront être importés se classent certainement dans la catégorie intermédiaire, car ce ne sont pas des objets assemblés prêts à l'usage.

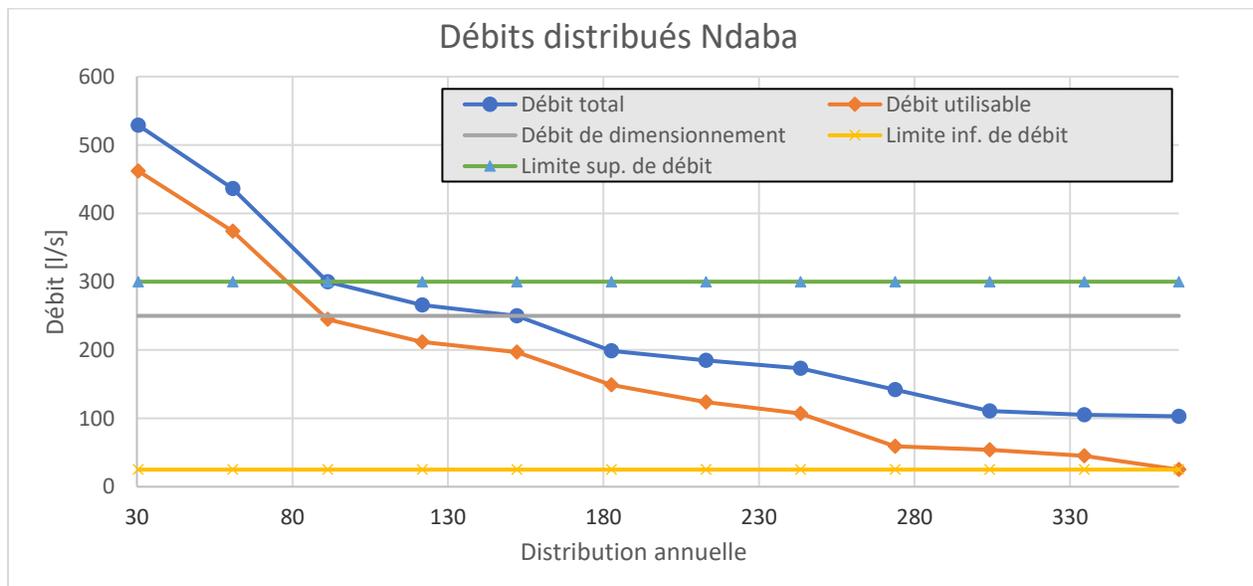
Une taxe de 10% sera donc appliquée sur le coût du matériel importé, à moins que l'école, propriété du gouvernement, n'arrive à un accord afin d'exempter le projet de taxes.

5. Design retenu

5.1. Quantité d'eau disponible

5.1.1. Hydrologie

Malheureusement, l'échelle limnimétrique n'a pas permis de donner des données de débit durant la dernière année. Cependant, des données annuelles ont pu être récupérées auprès d'un expatrié Etats-Unien travaillant pour le ministère de l'agriculture depuis 2010. Les données concernent l'année 2012. Les débits moyens des mois de juin à octobre sont les moyennes des mesures de Robin et moi-même. Le reste sont les mesures de l'expatrié.



Graphique 1 : Débits mesurés en amont de la chute

Le débit résiduel doit être de $40 \text{ l/s} + 5\%$ du débit mesuré. En effet, un deuxième canal d'irrigation est situé 100m en aval du pied de la chute d'eau. Les 5% sont quant à eux la quantité d'eau à laisser couler dans la rivière en aval du deuxième canal.

Le débit de dimensionnement choisi de 250 l/s est pleinement disponible 4 mois dans l'année. Une turbine Pelton peut fonctionner entre 10% et 120% de sa puissance nominale. Cette puissance n'est influencée que par les variations de débit. Le débit de fonctionnement minimal est donc de :

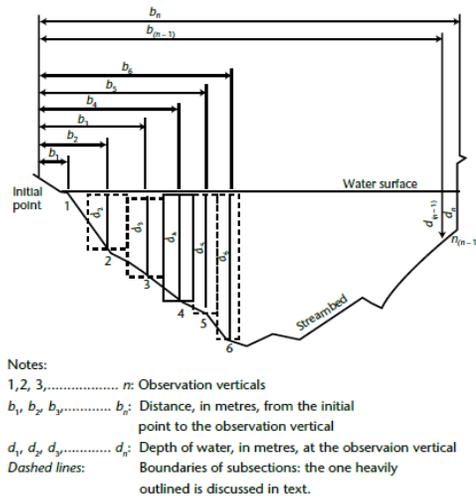
$$Q_{min} = 10\% * Q_{dim} = 0.1 * 250 = 25 \text{ l/s}$$

Q_{min}	Débit minimal turbinable	l/s
Q_{dim}	Débit de dimensionnement	l/s

Cette souplesse de fonctionnement permet à la centrale de produire 12 mois par an. En effet, même en réservant le débit résiduel et l'eau d'irrigation, il est possible de produire à 10% de la puissance même au mois d'août.

5.1.2. Mesures de débit

L'appareil de mesure Flowatch utilisé pour les mesures en 2016 a été réutilisé avec le même support fabriqué par Robin. Les méthodes de mesures et d'intégration des débits partiels sont identiques afin de pouvoir comparer les données. La méthode des sections médianes a été utilisée.



$$q_i = v_i \left[\frac{(b_i - b_{(i-1)})}{2} + \frac{(b_{(i+1)} - b_i)}{2} \right] d_i$$

$$= v_i \left[\frac{b_{(i+1)} - b_{(i-1)}}{2} \right] d_i$$

Figure 2 : Méthode de calcul des débits partiels

source: World Meteorological Organization, *Manual of stream gauging*, n° 1044, p. 78 [1]

Les mesures ont été prises dans une section présentant un fond rocailleux non vaseux et des rives solides. De cette manière, la section de la rivière reste constante d'une prise de mesure à l'autre. Ces mesures n'ont pas pour but de recréer une base de données, mais simplement de corrélérer les données de débit annuelles de l'année 2012.

Voici un résumé des débits relevés en 2016 et 2018 sur différentes sections et l'emplacement des mesures :

	Armand	Robin	Moyenne	
Juin	219	152	185	l/s
Juillet	156	128	142	l/s
Aout	121	102	111	l/s
Septembre	101	104	103	l/s
Octobre	-	105	105	l/s

Tableau 2 : Débits mesurés - amont de la chute



Photo 6: Emplacement des prises de mesure

5.1.3. Analyse de l'eau

Des échantillons d'eau ont été analysés par le département de M. Simon Crelier, professeur de la HES-SO à Sion. Ayant eu vent de la mine de coltan (colombite-tantalite) présumée en amont de la chute, plusieurs échantillons ont été prélevés. Un dans l'affluent « propre » de la rivière, le deuxième dans l'affluent « pollué » et le dernier juste en amont de la chute.

Les analyses n'ont montré aucune trace des éléments extraits de la mine dans l'eau. L'équipe de l'IPRC a donc été chargée d'aller vérifier le bienfondé des informations concernant cette mine. L'addition des masses de silicium et de calcium (éléments composant les solides en suspension) est de 9.5 mg/l environ pour l'échantillon de la chute. Cette valeur est valable avant les dessableurs, après ceux-ci, la valeur doit chuter de manière significative. Le pH a été mesuré à 5.9 au niveau du bassin de stockage. Lors des mesures, la température de l'eau oscillait entre 15 et 17 °C. Aucune trace de chlore n'a été détectée, et le taux de soufre est bien inférieur à ce que demande le constructeur de la roue Pelton.

D'après les paramètres déjà connus, l'eau correspond aux standards demandés par *Gugler* résumés dans le tableau ci-dessous. Les analyses sont visibles en annexe B.

Parameter	Unit	Value
Average value of total suspended solids (TSS, average value) depending on turbine head	mg/l	Pelton: < 1000m: < 10 mg/l < 2000m: < 5 mg/l
Particle size depending on turbine head	µm	< 20-50 m: dch = 300 < 50-100 m: dch = 250 < 100-300 m: dch = 200
pH-Value	-	5 - 9
Average water temperature	°C	<20
Oxygen saturation	%	>85
Electric conductivity	µS/cm	<300
Chloride (Cl ⁻)	mg/l	<150
Ammonia and ammonium-chloride (NH ₃ , NH ₄ Cl)	mg/l	<10
Sulfate (SO ₄ ²⁻)	mg/l	<200

Tableau 3 : Standards de pureté de l'eau pour une bonne utilisation de la turbine

5.2. Chute exploitable

5.2.1. Mesures topographiques

Afin d'obtenir les coordonnées précises de chaque élément du projet, un géomètre du département d'ingénierie civile de l'IIPC-Tumba est venu à Kibuye durant deux jours. Une carte orthophoto a été demandée au district afin de placer les ouvrages dont les coordonnées ont été relevées.

Son matériel était composé d'un GPS *Garmin GPSMAP® 64st¹⁰* avec lequel il a relevé l'emplacement de la station totale *Leica Flexline TS06 PLUS¹¹*. La précision du GPS est de $\pm 3\text{m}$. Depuis ce point, les distances et élévations sont relevées grâce au prisme que l'on place sur l'élément à identifier.



Image 4 : Appareils de mesures topographique utilisés pour les

Jusqu'à cette année, la solution retenue pour la chute était de placer la conduite forcée dans la pente descendant sur le flanc ouest de la colline du village de Rusebeya. La chute y est maximale (de 140 à 275 m suivant l'endroit), mais l'accès nécessite d'importantes infrastructures et imposerait l'expropriation de nombreux agriculteurs.

C'est pourquoi la solution finale est d'implanter la centrale dans le vallon à l'est du village. Ce choix est motivé par la présence d'un chemin permettant actuellement le passage d'un véhicule tout terrain sur la section pentue du trajet. Il ne reste alors plus qu'à aménager une terrasse en chemin et l'emplacement sera alors accessible. La chute est moindre, seulement 127 m, mais les infrastructures sont grandement réduites, tout comme le nombre d'agriculteurs à relocaliser.

Emplacement	Altitude [m]
Bassin de stockage (dessableur)	2079.000
Point bas – fond du vallon	1952.000
Chute brute	127

Tableau 4 : Altitudes des ouvrages prises par relevé GPS

¹⁰ GARMIN [en ligne], www.buy.garmin.com, (consulté le 15.08.2018)

¹¹ Leica FlexLine TS06plus [en ligne], www.surveyequipment.com, (consulté le 15.08.2018)

L'image 5 ci-dessous représente schématiquement les éléments clés proches de la turbine. Le chemin que prend la conduite forcée est rectiligne et ne présente pas de dépression nécessitant la construction de blocs d'ancrage surélevant la conduite.



Image 5 : Positionnement des ouvrages par rapport au village

5.2.2. Pertes de charges

Lorsque l'eau transite par la conduite forcée, les frottements générés ont pour conséquences des pertes d'énergie de pression que l'on peut traduire en perte de hauteur de chute. Ce sont les pertes de charge régulières. Elles dépendent de la rugosité du matériau, de la vitesse de l'eau et surtout du diamètre de la conduite. La méthode de calcul est la suivante :

- 1) Calculer le nombre de Reynolds

$$Re = \frac{\rho * C * D_h}{\mu} = \frac{C * D_h}{\nu}$$

Re	Nombre de Reynolds	-
ρ	Masse volumique de l'eau	kg/m ³
C	Vitesse débitante (Q/A)	m/s
D_h	Diamètre conduite	m
μ	Viscosité dynamique	kg/(m s)
ν	Viscosité cinématique	m ² /s

2) Choisir la hauteur de sable équivalente K

Ce paramètre dépend du type de matériaux dont est composé la conduite. Dans notre cas, ce sera du PVC, principalement grâce à son faible poids, sa souplesse et son faible prix comparé à la fonte ou à l'acier.

Le document [5] « *Guide pour l'étude sommaire de petites centrales hydrauliques* », édité en 2009 pour le service de l'énergie du canton du Valais, donne une hauteur de sable pour du PVC neuf – techniquement lisse – comprise entre 0.001 et 0.0015 mm. Cependant, si l'on considère les joints des raccords entre segments et la longévité des conduites, une hauteur K de 0.1 mm semble plus correcte selon les auteurs du document.

3) Trouver le coefficient de pertes de charges régulières adimensionnel λ par différentes méthodes dépendant du nombre de Reynolds

Si $Re < 1200$: écoulement laminaire

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

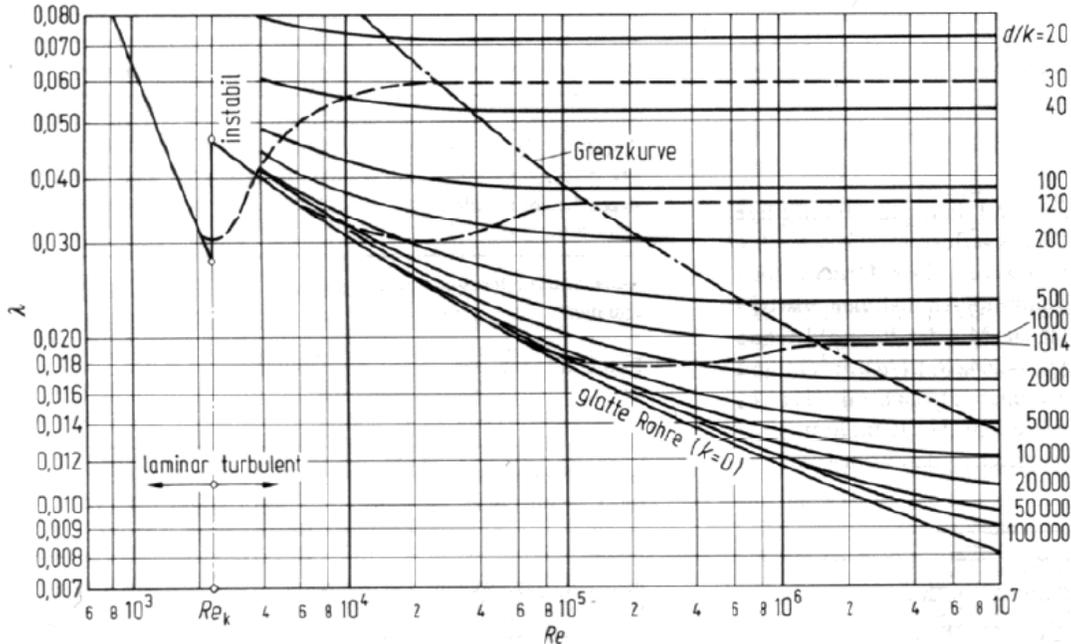
Si $1200 < Re < 100'000$: écoulement turbulent lisse (équation de Blasius)

$$\lambda = 0.316 * Re^{-0.25}$$

Si $Re > 100'000$: écoulement turbulent rugueux (équation de Colebrook)

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left(\frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} + 0.27 \frac{K}{D_h} \right)$$

Une méthode plus simple consiste à lire le diagramme de Moody, qui représente graphiquement l'équation de Colebrook, valable dans presque toutes les situations. Seul un écoulement laminaire ne correspond pas à cette équation.



Graphique 2 : Diagramme de Moody

4) Calculer les pertes de charges régulières

$$\Delta H_r = \lambda * \frac{L}{D_h} * \frac{C^2}{2 * g} = \lambda * \frac{L}{D_h^5} * \frac{8 * Q^2}{\pi^2 * g}$$

ΔH_r	Pertes de charges régulières	m
L	Longueur de la conduite	m
g	Accélération gravitationnelle (9.81)	m/s ²

Le développement de l'équation ci-dessus montre bien l'influence du diamètre sur les pertes de charges régulières. L'optimisation d'une conduite nécessite alors de mettre en relation le coût de la conduite qui augmente avec le diamètre et la puissance de production que l'on gagne si on augmente ce même diamètre.

Outre les pertes de charges régulières, les vannes, coudes et changements de sections induisent également des pertes d'énergie de pression. Voici les grandeurs caractéristiques des coefficients ζ pour chacune d'elles :

Vannes :

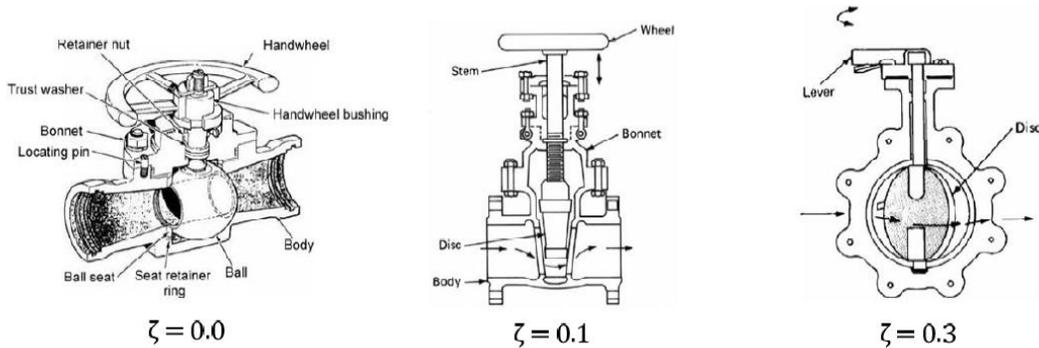


Image 6 : Facteurs de pertes de charges singulières pour différents types de vannes
 source: C. Ardüser – L. Karcheter, *Civil works for micro hydro power units*, 2009, p.106 [2]

Coudes :

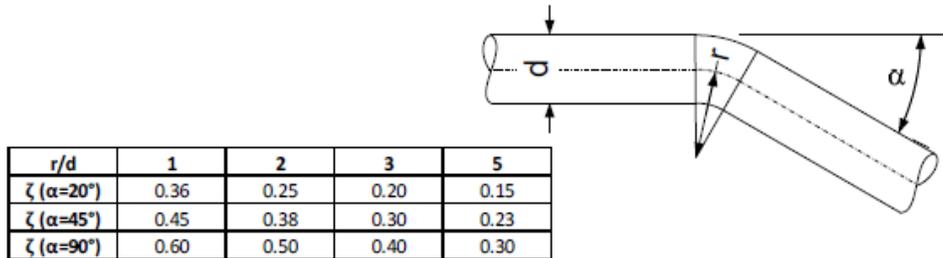


Image 7 : Facteurs de pertes de charges singulières pour les coudes

Changements de sections :

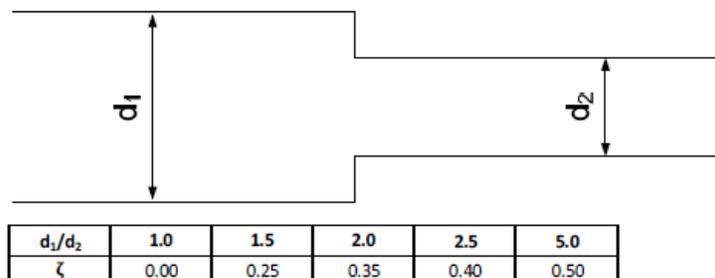


Image 8 : Facteurs de pertes de charges singulières pour les contractions

Le calcul de la hauteur de chute perdue à cause des éléments mentionnés ci-dessus est le suivant :

$$\Delta H_s = \sum \zeta * \frac{C^2}{2 * g}$$

ΔH_s	<i>Pertes de charges singulières</i>	m
ζ	<i>Coefficient de pertes de charges singulières</i>	-
g	<i>Accélération gravitationnelle (9.81)</i>	m/s ²

5.2.3. Chute nette

D'après les informations citées dans le chapitre précédent, il est maintenant possible de calculer la chute nette pour plusieurs diamètres de conduites, et d'optimiser ainsi le dimensionnement. L'optimisation financière a été faite sur une période de 15 ans et d'après les informations contenues dans l'offre proposée par l'entreprise autrichienne *Gugler*. Le devis détaillé se trouve en annexe.

Le tableau 4 ci-dessous résume le calcul des pertes de charges régulières et singulières pour un diamètre de conduite de 400mm, une arrivée sur le répartiteur donné par le constructeur *Gugler* à 300mm, une vanne papillon et deux coudes à 20° et 90°.

<i>Nom</i>	<i>Symbole</i>	<i>Valeur</i>	<i>Unité</i>
Hauteur brute	H _b	125	m
Débit	Q	0.25	m ³ /s
Diamètre	D	400	mm
Epaisseur parois	e	23.7	mm
Section	A	0.09765	m ²
Périm. Mouillé	P _m	1.25664	m
Diamètre hydro.	D _h	0.3108169	m
Longueur	L	355	m
Vitesse moyenne	c	1.99	m/s
Reynolds	Re	7.96E+05	-
Rugosité	k	0.1	mm
D/k	-	4000	-
coeff. Pdc graph.	λ	0.015	-
PDC régulières	ΔH _r	3.5	m
ζ coudes	ζ _c	0.7	-
1x 20°	ζ _{20°}	0.3	-
1x90°	ζ _{90°}	0.4	-
r/d	-	3	-
ζ prise d'eau	ζ _p	0.5	-
ζ vanne papillon	ζ _v	0.5	-
ζ changement sections	ζ _s	0.17	-
d2/d1	-	1.33	-
PDC singulières	ΔH _s	0.38	m

Tableau 5 : Résumé du calcul des pertes de charges totales

La chute nette est la soustraction des pertes de charges totales à la chute brute.

$$H_n = H_b - \Delta H_r - \Delta H_s$$

H_n	<i>Hauteur de chute nette</i>	m
H_b	<i>Hauteur de chute brute</i>	m

Dans le cas de la conduite de diamètre 400 mm, la hauteur nette est donc de 121.12 m. Cette chute permet une puissance hydraulique de 297 kW (267 kW électrique).

5.3. Conduite forcée

Plusieurs fournisseurs ont été contactés afin d'utiliser du matériel provenant du continent africain. Ils n'ont jamais répondu à nos demandes. Les prix ont alors été comparés entre plusieurs fournisseurs turcs et australiens affichant les prix au mètre. Le choix du PVC ou HDPE face à l'acier ou la fonte est motivé principalement par le poids et le prix réduits.

Un problème inhérent aux installations hydrauliques est le danger des coups de bélier. Ce paramètre doit également être pris en compte dans le choix définitif.

5.3.1. Coups de bélier

Lorsque la vanne d'arrivée d'eau se ferme trop rapidement dans la centrale, cela peut induire une variation de pression dans les conduites pouvant entraîner des sur ou sous-pressions. Si celles-ci sont trop importantes, cela peut entraîner l'explosion ou l'implosion des conduites. Ce phénomène peut être réduit en augmentant le temps de fermeture des injecteurs. Si cela n'est pas possible, une cheminée d'équilibre peut être construite afin d'absorber la pression induite par la vague remontant la conduite.

Afin d'analyser ce phénomène, il est important de savoir si le coup de bélier serait direct ou indirect. Pour ce faire, il faut calculer le temps critique t_c . Ce dernier se calcule d'après le paramètre « a » qui donne la vitesse de propagation de l'onde dans la conduite forcée :

$$a = \sqrt{\frac{1}{\rho \left(\frac{1}{E_{eau}} + \frac{D}{eE_{conduite}} \right)}}$$

a	<i>Vitesse de propagation onde</i>	m/s
ρ	<i>Masse volumique de l'eau</i>	kg/m ³
E_{eau}	<i>Module de compressibilité eau</i>	Pa
E_{eau}	<i>Module d'élasticité conduite</i>	Pa
e	<i>Epaisseur parois conduite</i>	m
D	<i>Diamètre intérieur conduite</i>	m

D'après les équations suivantes, il apparaît que si le paramètre « a » est faible, le temps critique est long mais la suppression due au coup de bélier direct est également plus importante. Le PVC présente un module de Young de 3.2 – 3.5 GPa, le HDPE un module d'environ 1.5 Gpa. Le PVC est également moins cher, et sa faiblesse face aux UV ne concerne pas ce projet, la conduite étant enterrée.

Le temps critique t_c est alors calculé grâce à l'équation suivante :

$$t_c = \frac{2L}{a}$$

t_c	<i>Temps critique</i>	s
L	<i>Longueur de la conduite</i>	m
a	<i>Vitesse de propagation onde</i>	m/s

Si le temps de fermeture de la vanne est plus petit ou égal à t_c , il se produira un coup de bélier direct. La surpression exprimée en mètres de colonne d'eau est alors de :

$$\Delta H = \Delta H_{max} = \frac{a * Q_0}{g * A_{pipe}}$$

ΔH	<i>Surpression équivalente</i>	m
C_0	<i>Vitesse de l'eau dans la conduite</i>	m/s

Si le temps de fermeture est plus long que t_c , il se produit un coup de bélier indirect, ou réduit. La surpression s'exprime alors de la manière suivante :

$$\Delta H = \frac{2 * L * Q_0}{g * A_{pipe}} * \frac{1}{t_f}$$

Q_0	<i>Débit nominal</i>	m ³ /s
A_{pipe}	<i>Section interne de la conduite</i>	m ²
t_f	<i>Temps de fermeture valve</i>	s

Dans le cas des pointeaux proposés dans l'offre *Gugler*, leur course est de 115mm. Pour les turbines de petite puissance, la vitesse de fermeture est généralement constante, qu'importe le débit. Le problème peut être que si, à débit nominal, le temps de fermeture est assez long, à débit réduit et à même vitesse de fermeture, le temps peut approcher ou même passer sous le temps critique. C'est cette situation qui a été étudiée à la page suivante pour les conduites en PVC et HDPE.

Il serait intéressant d'exploiter la turbine aux maximum de ses capacités. Il faudrait donc pouvoir descendre jusqu'à 10% de sa puissance nominale. Cela correspond donc à 25 l/s. Afin d'être certain qu'une fermeture des pointeaux depuis une position initiale de 10% (ouvert) ne provoque pas de coup de bélier direct, il faut déterminer une vitesse de fermeture suffisamment lente. La méthodologie est la suivante :

- 1) Calculer la vitesse de réflexion d'onde (a) et le temps critique (t_c) pour tous les diamètres et matériaux
- 2) Analyser la surpression engendrée en cas de coups de bélier direct. Dans notre cas, aucune conduite ne le supporterait. La pression totale se calcule en additionnant la pression de la chute brute et celle du coup de bélier direct.
- 3) Définir un temps de fermeture t_f de $10 \times t_c$. Adapter ce temps de fermeture par la suite.
- 4) Analyser la surpression engendrée par le coup de bélier indirect dépendant du temps de fermeture t_f . Si la pression est acceptable, en déduire la vitesse de fermeture du pointeau.
- 5) Calculer le débit minimal turbinable pour que la pression induite par un coup de bélier direct soit équivalente à celle engendrée par le coup de bélier indirect.

Voici un résumé des calculs effectués sur des conduites en PVC et HDPE (PE100) :

	315	355	400	450	500
e [mm]	28.6	32.2	36.3	40.9	45.4
a [m/s]	358	358	358	358	358
tc [s]	2.76	2.76	2.76	2.76	2.76
Hnette [m]	87.64	104.47	113.69	118.71	121.29
ΔP_{max} [bar]	17.48	13.75	10.84	8.58	6.94
Ptot [bar]	29.98	26.25	23.34	21.08	19.44
tf = 10 x tc [s]	27.6	27.6	27.6	27.6	27.6
V pointeau [mm/s]	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17
ΔH_i [m]	8.38	6.60	5.20	4.11	3.33
Qmin pour $\Delta H_d = \Delta h_i$ [m³/s]	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025

Tableau 6 : Données de régime transitoire sur des conduites en HDPE

	315	355	400	450	500
e [mm]	18.7	21.1	23.7	26.7	29.7
a [m/s]	418	418	418	418	418
tc [s]	2.36	2.36	2.36	2.36	2.36
Hnette [m]	99.18	110.79	117.19	120.66	122.44
ΔP_{max} [bar]	17.61	13.88	10.90	8.62	6.99
Ptot [bar]	30.11	26.38	23.40	21.12	19.49
tf = 10 x tc [s]	23.6	23.6	23.6	23.6	23.6
V pointeau [mm/s]	4.87	4.87	4.87	4.87	4.87
ΔH_i [m]	10.94	8.61	6.79	5.36	4.34
Qmin pour $\Delta H_d = \Delta h_i$ [m³/s]	0.025	0.025	0.025	0.025	0.025

Tableau 7 : Données de régime transitoire sur des conduites en PVC

Il en ressort que pour les deux matériaux en cas de coup de bélier direct, la pression totale est bien trop importante. Entre 30 et 19 bars environ dans les deux cas, alors que la conduite tient une pression de 16 bars en régime constant.

La course des pointeaux étant de 115 mm, la vitesse de fermeture pour assurer une surpression de moins de 1 bar pour tous les diamètres est de respectivement 4.17 et 4.87 mm/s pour le HDPE et le PVC. Pour un même débit turbiné, le PVC permet donc une fermeture des pointeaux plus rapide.

Si les précautions mentionnées ci-dessus sont respectées, les phénomènes transitoires ne présentent pas d'arguments décisionnels permettant de faire un choix entre les diamètres. Cependant, le PVC permet des vitesses de fermetures plus rapides à tous les diamètres grâce à son module de Young plus élevé, et des pertes de charges régulières réduites grâce à son épaisseur de parois plus faible. Le choix du PVC est donc confirmé.

5.3.2. Choix du diamètre

Afin d'optimiser financièrement les dimensions de la conduite forcée, les paramètres suivants sont pris en compte si le diamètre augmente :

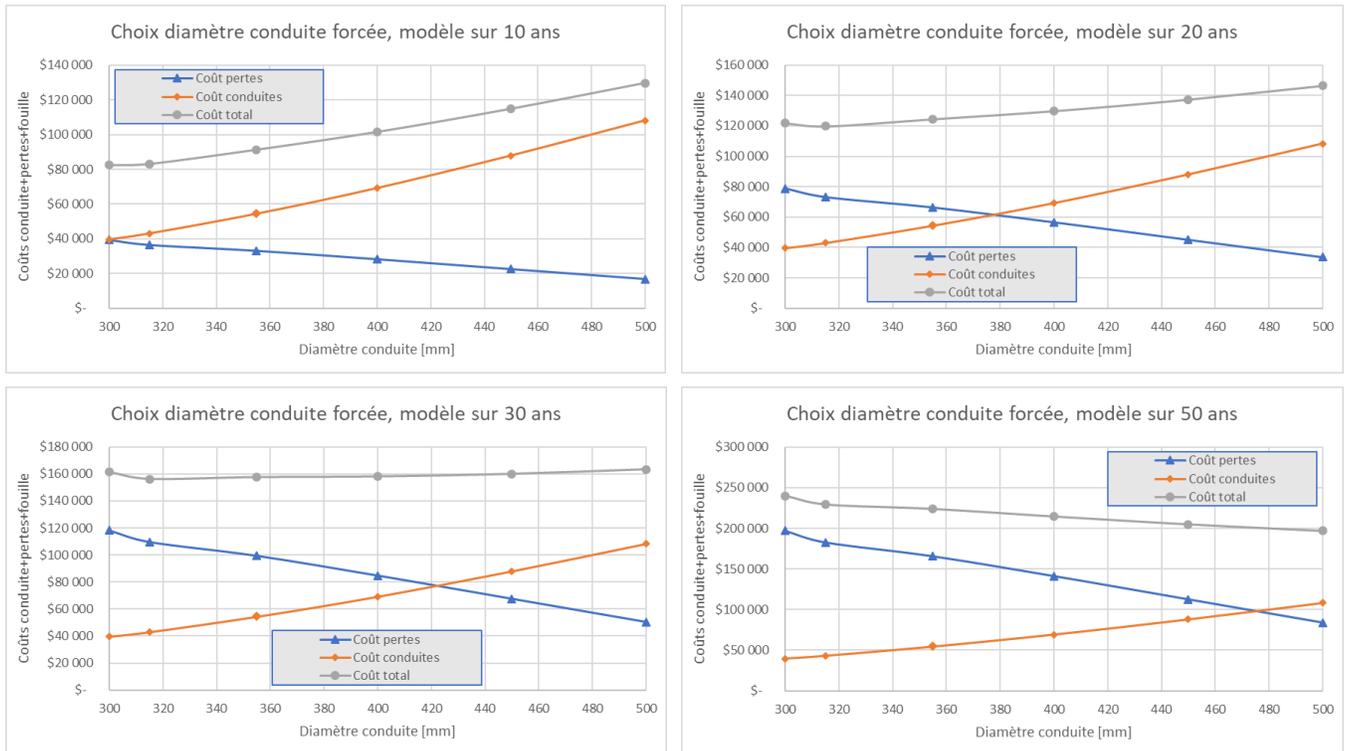
- La fouille dans laquelle est enterrée la conduite forcée est plus profonde et donc plus chère au niveau de la main d'œuvre
- Les blocs d'ancrage sont plus volumineux
- La conduite est moins souple et peut nécessiter des blocs de soutènement dans les compressions de terrain
- Le transport est plus cher dû au volume plus important de la marchandise
- La mise en place demande plus de personnel pour porter les segments de conduite
- Les pertes d'énergie sont réduites et la centrale plus rentable

Les paramètres à disposition communiqués par un contact travaillant pour une société d'hydraulique privée au Rwanda sont les suivants :

- Coût de la fouille par m³ excavé : 12 \$
- Pertes d'énergies valorisées au tarif de rachat suivant : 0.13 \$/kWh (annexe D)
- Coût des conduites¹²

Afin d'effectuer un choix objectif parmi toutes ces dimensions possibles, la méthode de comparaison des coûts d'investissement et des pertes capitalisées a été retenue. Il en ressort les graphiques suivants comparant les diamètres à des horizons plus ou moins lointains.

¹² KUZHEYBORU [en ligne], http://www.allplasticpipe.com/SF/525/Hdpe_Pipe_Price_List_2018.pdf (consulté le 18.09.2018)



Graphique 3 : Comparaison financière des diamètres de conduites

Le diamètre de 315 mm semble être le plus avantageux jusqu'à 30 ans d'utilisation. Les conduites seront enterrées, ce qui augmente leur durée de vie car elles ne sont pas exposées aux rayons UV. Mais le PVC présentant une durée de vie pouvant dépasser les 50 ans, il apparaît que le diamètre maximal de 500 mm devient plus avantageux.

Mais choisir cette solution demanderait de ne pas avoir à changer les conduites durant 50 ans. Ce choix paraît risqué car la conduite est tout de même exposée aux éléments naturels (éboulements, glissement de terrain), à une erreur humaine, ou à une fausse manipulation de la centrale.

Au vu de toutes ces raisons, le diamètre proposé est de 400 mm, afin de faire un compromis entre coût et risque.

5.3.3. Choix de conduite

Le choix est donc fait pour une conduite en PVC car l'exposition aux UV n'est pas un problème, et le prix est plus bas pour une même tenue des chocs hydrauliques que le HDPE.

Le diamètre conseillé en termes économiques et de risques est de 400 mm pour une pression standardisée « PN16 ».

5.4. Prise d'eau

Deux solutions se présentent quant à la prise d'eau de l'installation. Ces deux designs vont être comparés afin de mettre en avant le plus rentable.

5.4.1. Prise d'eau amont Coanda

Comme prévu par Robin en 2016 pour le projet Ndaba Power 1, la prise d'eau prend place juste en amont de la chute d'eau avec une prise d'eau de type Coanda. Cette prise d'eau par en-dessous permet d'éliminer près de 90% des sédiments de plus de 0.5 mm¹³. La grille est autonettoyante et permet de ne pas charger le canal d'irrigation de sédiments.

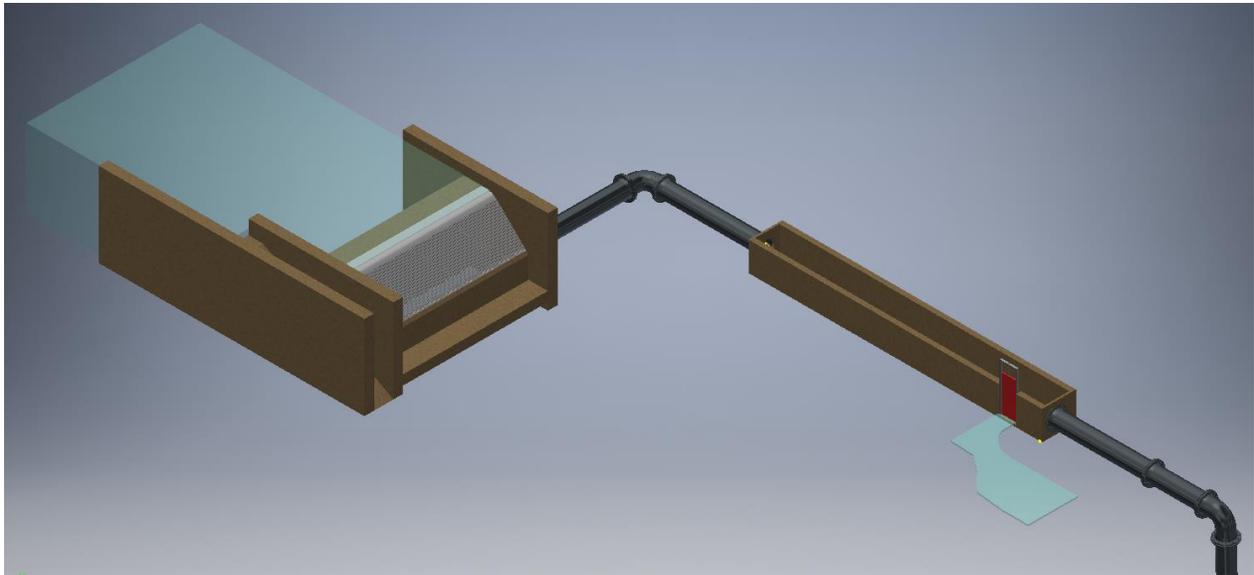


Image 9 : Schéma de principe de l'aménagement avec prise d'eau Coanda

Deux situations distinctes se présentent lors de la saison sèche et la saison des pluies. Voici la marche à suivre suivant la situation.

- 1) Le débit de la rivière est plus important que le débit de dimensionnement + débit résiduel

Cela signifie que le débit total de la rivière est supérieur à 250 l/s + 40 l/s + 5% du débit actuel. Après prélèvement du débit turbiné, le débit non capté correspond au débit utile pour le deuxième canal d'irrigation et le débit résiduel exigé. La vanne guillotine est fermée et tout le débit capté part au canal d'irrigation.

¹³ ANDACO, *Description générale [en ligne]*, 2018. <http://www.andaco.ch/coandaproducts.html> (Consulté le 17.08.2018)

- 2) Le débit de la rivière est plus faible que le débit de dimensionnement + débit résiduel. Situation représentée sur l'image 9.

L'eau sera donc entièrement captée par la prise d'eau. Mais il est nécessaire de laisser de l'eau dans le lit de la rivière est pour l'irrigation en aval. La vanne guillotine est alors légèrement ouverte afin de dévier le débit voulu sur la chute. Le débit restant part au canal d'irrigation. Cette vanne sera manuelle et un opérateur chargé de surveiller l'ouvrage la commandera afin de laisser déverser le débit voulu.

Cette méthode permet de conserver un débit s'écoulant le long de la cascade durant la saison sèche également, saison durant laquelle les touristes (locaux ou étrangers) s'arrêtent observer la vue.

Le débit de dimensionnement de cet ouvrage est donc de 250 l/s. D'après la largeur de la rivière et du débit mentionné, le matériel suivant de l'entreprise *Aquashear* peut être installé¹⁴ :

Modèle	Nb.	L x h [mm]	Débit retenu [l/s]	Débit total [l/s]	Budget
AB-1000	2	1000 x 1270	140	280	10'000 CHF
C1500	2	1500 x 700	100	250	14'000 CHF
C750	1	750 x 700	50		

Tableau 8 : Dimensionnement et coûts d'une prise d'eau Coanda (prix de la grille uniquement – génie civil non compris)

Les dimensions de l'ouvrage évoluent énormément entre deux solutions, mais le lit de la rivière peut être canalisé afin d'arriver avec la largeur voulue au niveau de la prise d'eau.

Cette solution représente des coûts d'environ 40'000 à 45'000 \$ suivant le type de grille choisi.

5.4.2. Prise d'eau aval simple

La deuxième solution consiste à reconstruire une prise d'eau sous la cascade du même type que celle ayant été détruite. Tout le débit passe donc toute l'année par la cascade, ce qui est profitable pour le tourisme et l'environnement. La chute n'est ainsi pas « by passée ». Actuellement, un seuil avec deux ouvertures se dresse en haut de la chute. Il est possible d'obturer le côté droit afin de diriger l'écoulement sur la gauche de la chute, directement dans la prise d'eau.

Une grille doit être installée du côté de l'ouverture restante afin d'empêcher les débris flottants d'arriver dans la prise d'eau. De plus, d'après leur taille, cela peut même abîmer l'ouvrage. Cette installation nécessite toutefois qu'un opérateur y accède au moins une fois par jour pour nettoyer la grille.

¹⁴ Information communiquées par M. Yves REY, représentant de la société ANDACO, distributeur de produits AQUASHEAR à Sierre.



Photo 7 : Seuil au sommet de la chute de Ndaba

La prise d'eau, représentée dans l'image 10, est dimensionnée d'après le débit maximal qu'elle peut recevoir. Un déversoir permet d'évacuer le surplus en période de pluie et une vanne permet de vidanger la prise d'eau et ainsi d'évacuer les sédiments. Le débit de sortie (250 l/s) est régulé par la vanne guillotine. L'eau sortant de cet ouvrage rejoint le dessableur déjà en place par un canal d'une dizaine de mètres.

Il est cependant nécessaire de protéger cette construction contre les éventuels éboulements futurs en saison des pluies. A cette fin, le talus la surplombant doit être terrassé et de la végétation doit être plantée afin que le réseau de racines retienne le terrain. Un mur en béton armé doit également être construit afin de retenir d'éventuelles chutes de pierres.

Le prix d'un tel aménagement est évalué à environ 40'000 \$. Ce prix est basé sur les coûts d'un projet similaire de micro hydraulique au Rwanda, avec des prestataires locaux.

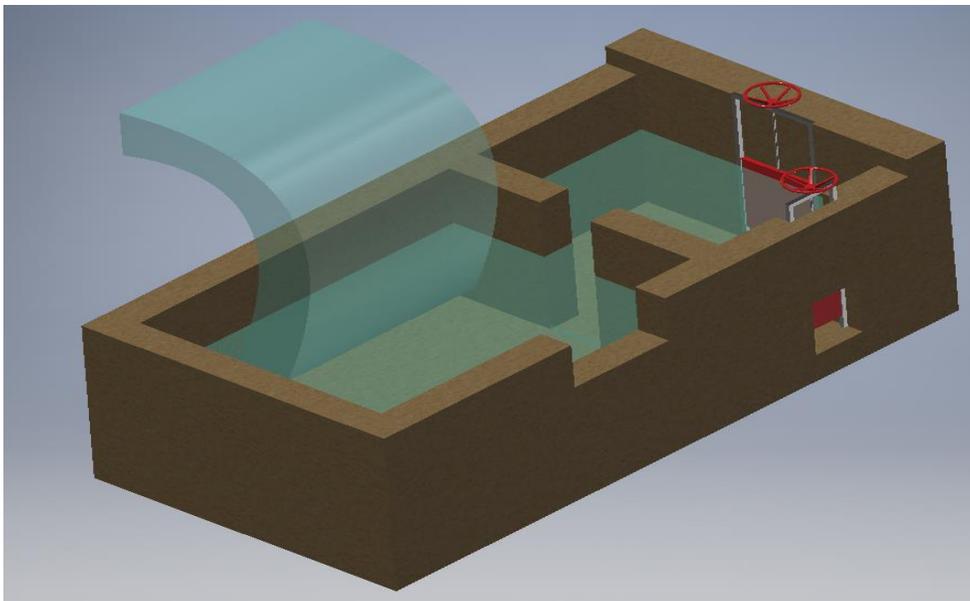


Image 10 : Prise d'eau avec déversoir récupérant l'eau de la cascade

5.4.3. Choix de la prise d'eau (SWOT)

Les deux solutions proposées sont techniquement réalisables, et les coûts ne diffèrent que peu, la solution Coanda pouvant être environ 5'000 \$ plus onéreuse. Une analyse SWOT est donc nécessaire afin d'effectuer un choix objectif.

Prise d'eau Coanda :

<p style="text-align: center;"><i>Forces</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Filtration de l'eau - Débit retenu constant si le débit de la rivière dépasse 250 l/s - Emplacement facile d'accès - Pas de menace d'éboulement 	<p style="text-align: center;"><i>Faiblesses</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Largeur de l'ouvrage donnée par les grilles - Nécessité d'importer les grilles depuis l'Europe - Gestion manuelle du débit résiduel lors de la saison sèche
<p style="text-align: center;"><i>Opportunités</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Ouvrage visible depuis la route - Possibilité d'implanter un panneau explicatif pour les curieux 	<p style="text-align: center;"><i>Menaces</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Faible résistance en cas d'impact avec des rochers - Vol de matériel (tuyaux PVC et grille INOX)

Prise d'eau sous la cascade :

<i>Forces</i>	<i>Faiblesses</i>
<ul style="list-style-type: none"> - La cascade n'est pas contournée, conservation de l'attrait touristique - Il est aisé de venir régler le débit depuis le village - Sa construction est simple - Réhabilitation des ouvrages construits par le MINAGRI 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessité d'obstruer un côté du déversoir au sommet de la chute - Pas de filtration de l'eau arrivant dans la prise d'eau
<i>Opportunités</i>	<i>Menaces</i>
<ul style="list-style-type: none"> - Concentration des travaux sur la partie aval de la chute, réduction des coûts - Facilité de déviation de la rivière lors des travaux 	<ul style="list-style-type: none"> - Danger de chute de pierre sur l'ouvrage, nécessité de le protéger et de sécuriser les lieux

Pour sa simplicité de mise en œuvre et son prix inférieur, la solution de la prise d'eau à déversoir sous la chute est retenue.

Ce choix peut être révisé lorsqu'un devis complet des travaux sera effectué. Suivant le moyen de protection de l'ouvrage, le coût de la solution retenue peut être revu à la baisse, ce qui le distinguerait de manière plus importante.

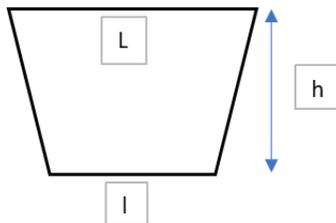
5.5. Canal d'irrigation

5.5.1. Caractéristiques actuelles

Le canal d'irrigation a pour but de distribuer de l'eau sur les terrasses grâce à des conduites latérales. Le débit utile au début du canal est donc maximal, 40 l/s, et l'eau restante se déverse dans le bassin de stockage au niveau du village.

Pour un écoulement à surface libre, une section trapézoïdale est celle induisant le moins de pertes de charges. Dans le cas présent, les pertes de charges importent peu, du moment que l'eau arrive à bon port. Cependant, la section trapézoïdale du canal n'est pas régulière tout au long des 1,28 km du canal. Ce dernier a déjà subi une réhabilitation, ce qui explique ces changements.

Les données caractéristiques à cet ouvrage sont les suivantes :



Désignation	Dimension [m]
L – Grande largeur	0.50
l – Petite largeur	0.30
h – Hauteur	0.40
Altitude départ canal	2100.798
Altitude arrivée canal	2080.211

Tableau 9 : Données caractéristiques du canal d'irrigation

Le débit maximal d'un écoulement à surface libre se calcule grâce à l'équation de Manning :

$$Q_{max} = \frac{A^{5/3} * S^{1/2}}{n * P^{2/3}}$$

Q_{max}	<i>Débit maximum dans le canal</i>	m ³ /s
A	<i>Section du canal</i>	m ²
S	<i>Pente moyenne du canal</i>	m/m
P	<i>Périmètre mouillé</i>	m
n	<i>Coefficient de Manning</i>	-

Avec un coefficient n de 0.045^{15} (canaux avec pierres, rugueux et irréguliers – état des parois « assez bon »), le débit maximal possible est de 120 l/s.

Afin d'accepter dans tous les cas un débit de 250 l/s, le canal doit être rehaussé. Cela permet en outre d'éviter que des déchets glissent dans l'écoulement comme cela se passe actuellement.

Afin de trouver la hauteur optimale à rajouter, un solveur a été utilisé. Il a optimisé la hauteur du canal pour un débit de 250 l/s (turbine + irrigation) + 50 l/s (sécurité). La hauteur mouillée (h) pour ce débit de 300 l/s est alors de 70 cm.

La prise d'eau délivrant au maximum 250 l/s, les 50 l/s en plus donnent un facteur de sécurité permettant à l'eau de réellement s'écouler 8 cm sous le haut du canal, ce qui évite tout débordement. Les nouvelles dimensions, pour cette section particulière, sont les suivantes :

Désignation	Dimension [m]
L – Grande largeur	0.65
l – Petite largeur	0.30
h – Hauteur	0.70

Tableau 10 : Nouvelles dimensions du canal pour un débit de dimensionnement de 250 l/s

Le coût de ce rehaussement du canal dépend principalement du volume de maçonnerie à effectuer, la main d'œuvre étant bon marché.

Avec une largeur de murs en pierres / béton de 30 cm, le volume inhérent au rehaussement des murs est donc de 155 m^3 . D'après les prix d'un projet précédent, le travail de maçonnerie et la main d'œuvre (32 personnes durant 30 jours) reviendraient alors à 37'000 \$.

Ces travaux peuvent être effectués en partie par des étudiants de l'école en génie civil. Cela leur permettrait de mettre à disposition leur compétences et de valoriser leur travail. Il en va de même pour la prise d'eau et la station de turbinage.

Un professeur de l'école a participé à la construction de la centrale hydroélectrique de Musarara au Rwanda (450 kW sur la rivière Gaseke). Son expertise sera précieuse dans le cadre de cette éventuelle collaboration de l'IPRC. Son contact est le suivant :

Christian NSABIMANA
chrisnsabimana@gmail.com
 +250 783 806 578

¹⁵ UCL, *Tableau des rugosités de Manning [en ligne]*, 2018, www.sites.uclouvain.be, (Consulté le 22.08.2018)

5.6. Dessableurs et bassin de mise en charge

Aucune nouvelle construction ne sera nécessaire pour éliminer les sédiments. Deux ouvrages existent déjà, et leur co-utilisation est possible.

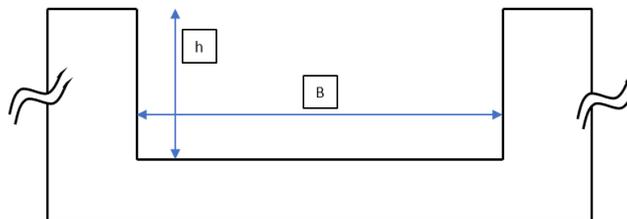
5.6.1. Dessableur « cascade »

Actuellement, seule la moitié de la longueur du dessableur a survécu aux éboulements. Il sera donc nécessaire de déblayer les roches obstruant la deuxième moitié et également de sécuriser la pente que l'on aperçoit sur le côté gauche de la photo 8.



Photo 8 : Reste du dessableur alimentant le canal d'irrigation

La géométrie et le débit déversé maximal (équation 1.1) du déversoir rectangulaire à la sortie de l'ouvrage est la suivante :



Désignation	Valeur
B – Largeur	0.60 m
h – Hauteur maximale de l'eau	0.30 m
$Q_{\text{dev-max}}$	168 l/s

Afin de déverser 250 l/s à l'avenir, la hauteur maximale h doit être élevée à 39 cm.

Pour connaître les dimensions requises pour l'élimination de sable, la méthodologie est décrite dans la source [2] comme suit :

$$v_{crit} = 0.44 * \sqrt{d} \quad \rightarrow \quad H_{min} = \frac{Q}{l * v_{crit}} \quad \rightarrow \quad W_0 = \frac{100}{9*d} (\sqrt{1 + 1.57 * 100 * d^3} - 1)$$

$$W = \frac{W_0}{1000} - \left(v * \frac{0.132}{\sqrt{H_{min}}} \right) \quad \rightarrow \quad L = H_{min} * \frac{v}{w}$$

d	<i>Diamètre des sédiments</i>	mm
v_{crit}	<i>Vitesse critique</i>	m/s
H_{min}	<i>Profondeur minimale conseillée</i>	m
Q	<i>Débit entrant dans le dessableur</i>	m ³ /s
l	<i>Largeur du dessableur</i>	m
W_0	<i>Vitesse critique verticale</i>	m/s
W	<i>Vitesse verticale des particules</i>	m/s
L	<i>Longueur minimale conseillée</i>	m

Les dimensions actuelles du bassin sont données dans le tableau 8 ainsi que la longueur conseillée pour permettre un nettoyage correct de l'eau. Ne connaissant pas la taille exacte des sédiments, le calcul de la longueur a été effectué pour un diamètre de 0.1 et 0.2 mm.

Désignation	Valeur pour d = 0.1 mm	Valeur pour d = 0.2 mm
Débit entrant	0.25 m ³ /s	0.25 m ³ /s
Profondeur actuelle	1.5 m	1.5 m
Profondeur conseillée pour 250 l/s	1.38 m	0.98 m
Longueur conseillée	80 m	15 m

Tableau 11 : Dimensionnement du dessableur "cascade"

Il apparaît que la longueur conseillée dépend totalement du diamètre des sédiments. En l'état d'avancement de l'étude, le constat est que, si l'eau entrante est chargée en sédiments de plus de 0.2 mm, la longueur du bassin est déjà exacte, à condition de débayer la partie obstruée par les éboulements. De plus la profondeur est déjà correcte.

Dans tous les cas, le deuxième bassin de décantation actuellement bassin de stockage pour l'irrigation, sera largement capable de faire décanter l'eau au vu de sa surface conséquent.

5.6.2. Dessableur « bassin de stockage » et bassin de mise en charge

Le canal d'irrigation se jette au niveau du village dans ce bassin de stockage qui permet de distribuer l'eau sur les terrasses non desservies par le canal.

Il présente une surface de 970 m² pour une profondeur totale de 3 m. Si une marge de 20 cm pour la hauteur maximale de l'eau est conservée, son volume total est donc de 2'700 m³.

Son importante capacité en fait un atout pour ce projet. Il permet de finir la décantation de l'eau arrivant du canal, servir de volume tampon et de bassin de mise en charge.

Si son volume est rempli totalement, cela permet à la centrale de fonctionner à pleine puissance durant 3 h sans irrigation.



Photo 9 : Bassin de stockage pouvant être utilisé comme second dessableur et bassin de mise en charge

Pour son utilisation en tant que bassin de mise en charge, il n'y a que trois contraintes :

- 1) La prise d'eau doit être protégée par une grille dont l'espacement entre les barreaux est conseillé à 0.5 fois le diamètre de l'injecteur.
- 2) La prise d'eau doit se situer au minimum 4 fois son diamètre sous la surface afin d'éviter tout vortex, ce qui amènerait de l'air dans la conduite.
- 3) Une conduite actuelle servant à l'irrigation devrait servir occasionnellement pour vidanger le fond du bassin afin que les sédiments ne partent pas dans la conduite forcée.

L'image 11 représente grossièrement l'installation de captage d'eau dans le bassin de mise en charge. Comme mentionné ci-dessus, la conduite de 315 mm se situe au minimum 4 fois son diamètre sous la surface de l'eau.

Pour une profondeur totale de 3 m, la distance conseillée par rapport à la limite supérieure du bassin serait plutôt de 5 fois le diamètre, afin de garder une marge lors de la régulation de la turbine par rapport au niveau d'eau du bassin.

Cela signifie que l'altitude du captage d'eau ne se situe pas à 2079 m, mais à 2077 m.

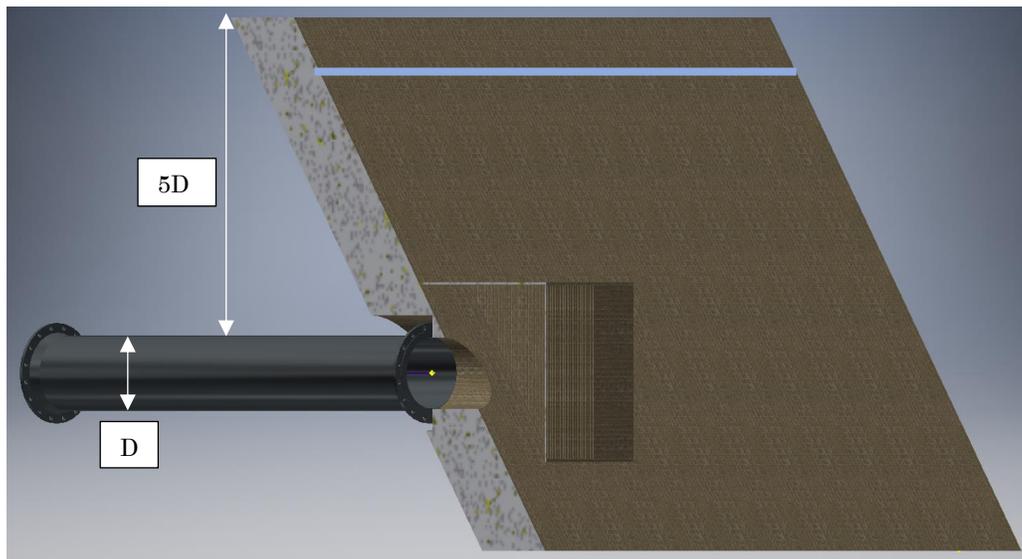


Image 11: Représentation schématique du captage dans le bassin de mise en charge

Les coûts d'un tel travail sont évalués à environ 3'000 \$. Ils comprennent la vidange du bassin, les travaux de maçonnerie, les grilles en INOX et la main d'œuvre.

5.7. Station de turbinage

5.7.1. Offre *Gugler*

Au cours des visites de centrales rwandaises (compte rendu en annexe C), il a été observé que plusieurs d'entre elles ont été équipées par le fabricant autrichien de turbines, *Gugler*. Cette entreprise possède donc une expertise dans le montage d'équipements au Rwanda. Une offre leur a donc été demandée pour une chute nette approximée de 120 m, et un débit de 0.25 m³/s. Visible en annexe A.

Ayant effectué un devis détaillé pour un projet français aux mêmes caractéristiques, il a été possible d'obtenir toutes ces informations. L'entreprise a d'ores et déjà mentionné son intérêt pour ce projet, ayant gardé une bonne expérience de leurs collaborations passées au Rwanda.

Voici un résumé du matériel pouvant être fourni, les charges induites par la venue d'experts pour le montage et le coût de la livraison jusqu'au port de Mombasa (Kenya) aux conditions CIF :

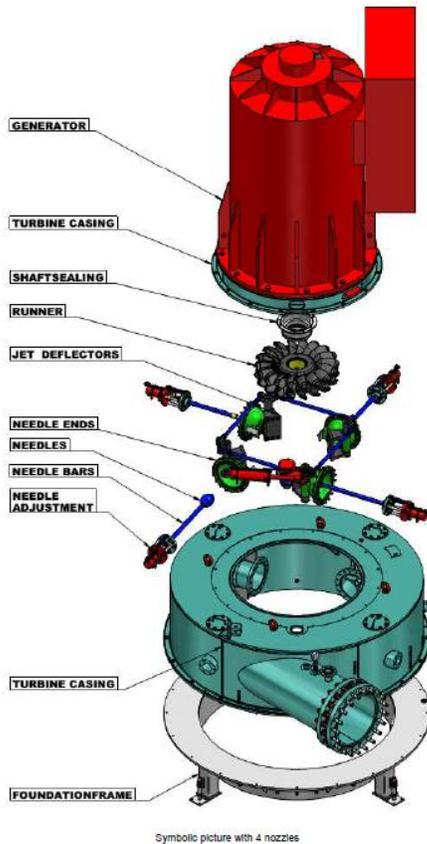
PRICE SCHEDULE - Equipment			
Item	Description	Quantity no.	Total Price EUR
1.1	GUGLER Pelton Turbine	1	
1.2	Synchronous Generator	1	
1.3	Butterfly Valve	1	
1.4	Hydraulic Unit	1	
1.5	Documentation	1	
1.6	Special Tools	1	
2.1	Generator Control and Protection System	1	
2.2	Low Voltage Generator System	1	
2.3	SCADA System	1	
2.4	Auxiliary Supply System	1	
2.5	Water Level Measurement	1	
2.6	Medium Voltage System and Transformer	1	
TOTAL PRICE for Equipment			EUR 395.400,00
PRICE TABULATION			
1. & 2.	EQUIPMENT		EUR 395.400,00
3.	TRANSPORT & PACKING		EUR 20.000,00
4.	SUPERVISION OF INSTALLATION & COMMISSIONING		EUR 44.600,00
TOTAL PRICE			EUR 460.000,00

Image 12 : Résumé de l'offre de Gugler pour l'équipement de la centrale

5.7.2. Système hydromécanique

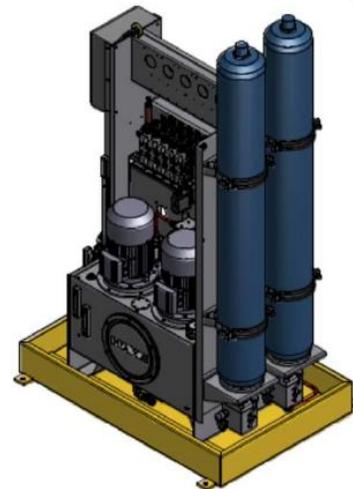
D'après les données communiqués à la société autrichienne, le système proposé présente les caractéristiques suivantes :

- Vanne papillon d'un diamètre de 300 mm, PN16 (résiste à une pression de 16 bars)
- Turbine Pelton à axe vertical dont voici un schéma et les dimensions
- Système de commande hydraulique, fabricant autrichien



Roue Pelton	
Puissance de sortie	264 kW
Nombre d'injecteurs	3
Diamètre de la roue	588 mm
Nombre d'augets	18
Vitesse de rotation	1000 rpm
Rendement minimal	83.7 % @ Q10%
Rendement maximal	90.3 % @ Q90%

Système de commande hydraulique	
Fabricant	Hainzl
Température ambiante	-10°C à 40°C
Pression de travail	70 à 250 bars
Tension du moteur	400 VAC
Tension de la valve	24 VDC



5.7.3. Offre *OFATEC*

Une autre offre a également été proposée par la société suisse *OFATEC* (annexe E). Le système ne comprend que la turbine/génératrice (asynchrone). L'offre n'est pas aussi complète que celle proposée par *Gugler*, mais elle mérite d'être complétée par les armoires de commande et de protection ainsi qu'avec le transformateur de puissance. Le rendement de cette turbine Pelton semble être plus faible que celui proposé dans l'offre concurrente.

La photo ci-dessous représente un exemple de turbine *IREM* de 300 kVA.



Photo 10 : Exemple d'encombrement d'une turbine de 300 kW fournie par la société *IREM*

5.7.4. Bâtiment abritant la turbine

L'emplacement du bâtiment de turbinage a été sélectionné d'après plusieurs paramètres :

- Son accessibilité : un chemin carrossable descend jusqu'à l'altitude du bâtiment, mais décalé latéralement d'environ 850 m. Le chemin à parcourir pour accéder à l'emplacement est composé exclusivement de terrasses. Il est donc aisé d'excaver la quantité de terre restante afin d'aménager la fin du chemin d'accès.
- La réduction des pertes de charges : le chemin de la conduite forcée depuis le bassin de mise en charge doit être le plus direct possible afin d'éviter un maximum les coudes induisant des pertes de charges singulières.
- La proximité d'un cours d'eau et la protection contre les crues : il est nécessaire de protéger le bâtiment contre les crues vingtenales au minimum. C'est-à-dire que dans le cas présent, le bâtiment doit se trouver en dessus du niveau que l'eau atteint durant la crue la plus importante qui survient statistiquement une fois tous les 20 ans, comme indiqué sur la figure 3.

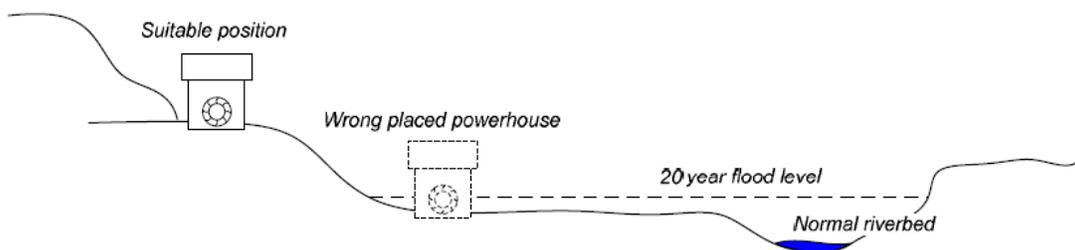


Figure 3 : Position de la centrale d'après le niveau de la crue vingtenale. Source [2]

D'après les visites effectuées dans plusieurs centrales, les bâtiments sont construits en brique, avec une chape en béton armé. Un pont roulant peut y prendre place, mais l'investissement n'en vaut pas la peine pour une si faible puissance. Le transformateur peut être posé en extérieur sous un abri plutôt qu'à l'intérieur du bâtiment. Cela peut éviter une surchauffe de l'air intérieur durant la saison sèche, et assurer un bon refroidissement par air ambiant.

D'après les dimensions communiquées par *Gugler*, un bâtiment d'environ 9m sur 9m serait suffisant afin d'accueillir la turbine, les armoires électriques et un bureau, avec suffisamment d'espace pour une bonne aération.

Le canal de fuite mesurerait approximativement 15 m de long pour 1 m de large et 0.5 m de profondeur.

Les deux représentations ci-dessous ont été réalisées avec le logiciel SketchUp, et n'ont pour but que de donner un ordre de grandeur, ainsi que la situation des lieux.

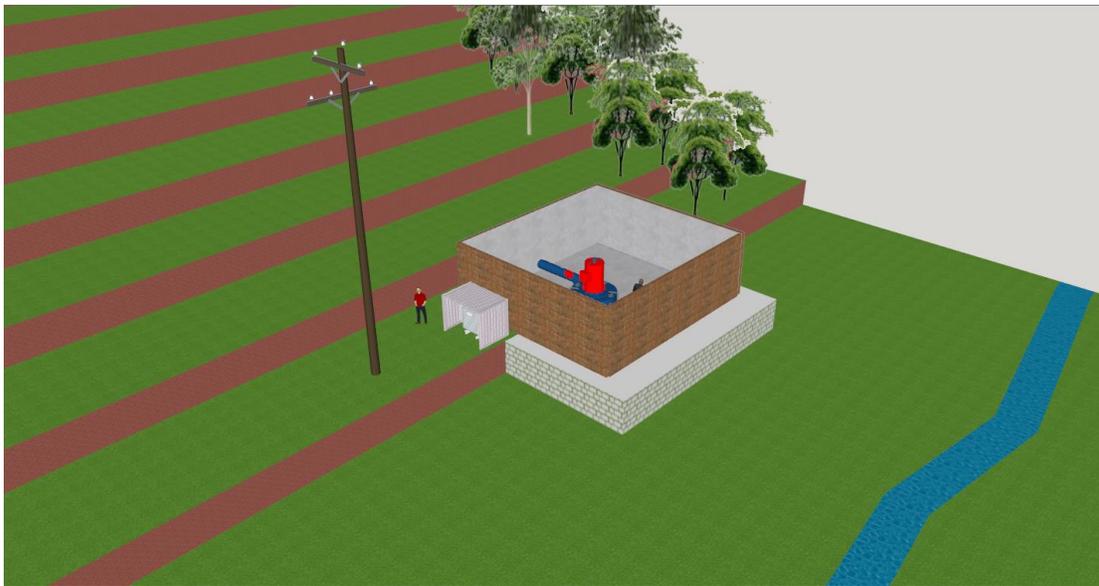


Figure 4 : Représentation aval grossière des éléments de la centrale



Figure 5 : Représentation amont grossière des éléments de la centrale

5.8. Route d'accès

Depuis la route existante, il ne reste plus qu'à terrasser un chemin de 540 m de long, avec la possibilité de réutiliser le profil des terrasses existantes. Il n'a pas besoin d'être bétonné, un engin de chantier à chenilles suffit pour amener du matériel à la centrale pour la construction.

6. Réseau électrique

6.1. Généralités

Comme démontré dans le chapitre précédent, la puissance électrique maximale sera de 300 kW. Le réseau rwandais fonctionne avec une fréquence de 50 Hz.

Le village de Rusebeya doit être alimenté en basse tension (400 V) triphasé. Une ligne électrique moyenne tension (30'000 V) du réseau national croise la route NR7 à environ 4 km des chutes de Ndaba en direction de Kigali.

Le village de Ryabisine ne sera pas raccordé dans le cadre de ce projet. Les coûts de réseau électrique en résultant sont trop importants. Les collines sont trop pentues (risques de glissement de terrain) pour espérer un trajet direct Rusebeya – rivière – Ryabisine (1.5 km). Il faudrait donc construire une antenne depuis le croisement du réseau avec la route de 3.5 km. En incluant un transformateur de distribution et un réseau basse tension, le coût de ce rajout serait de plus de 60'000 \$. Cette décision sera à reconsidérer dans le cas où le gouvernement prend en charge les coûts du réseau.

6.1.1. Réseau électrique Rwandais

Un schéma du réseau rwandais est visible en image 13.

Le réseau rwandais, interconnecté avec les réseaux de ses quatre voisins directs, subit l'instabilité de ces derniers. L'instabilité politique de ces pays et la faible qualité de construction impactent directement sur la stabilité de l'alimentation en électricité. Par exemple, nous avons pu constater que dès qu'un orage éclate dans la région, le réseau basse tension tombe systématiquement pour revenir dès que l'orage est passé.

Les 6 kilomètres de réseau moyenne tension à construire seront connectés au réseau existant 30 kV comme indiqué sur l'image suivante tirée de l'image 13.

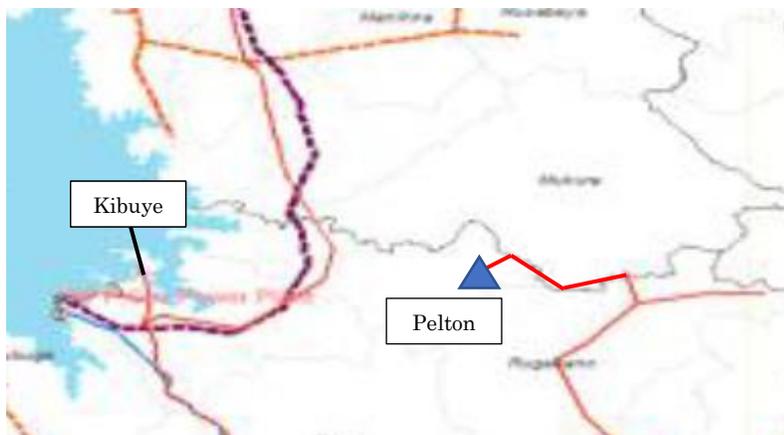


Figure 6 : Schéma de l'interconnexion au réseau existant

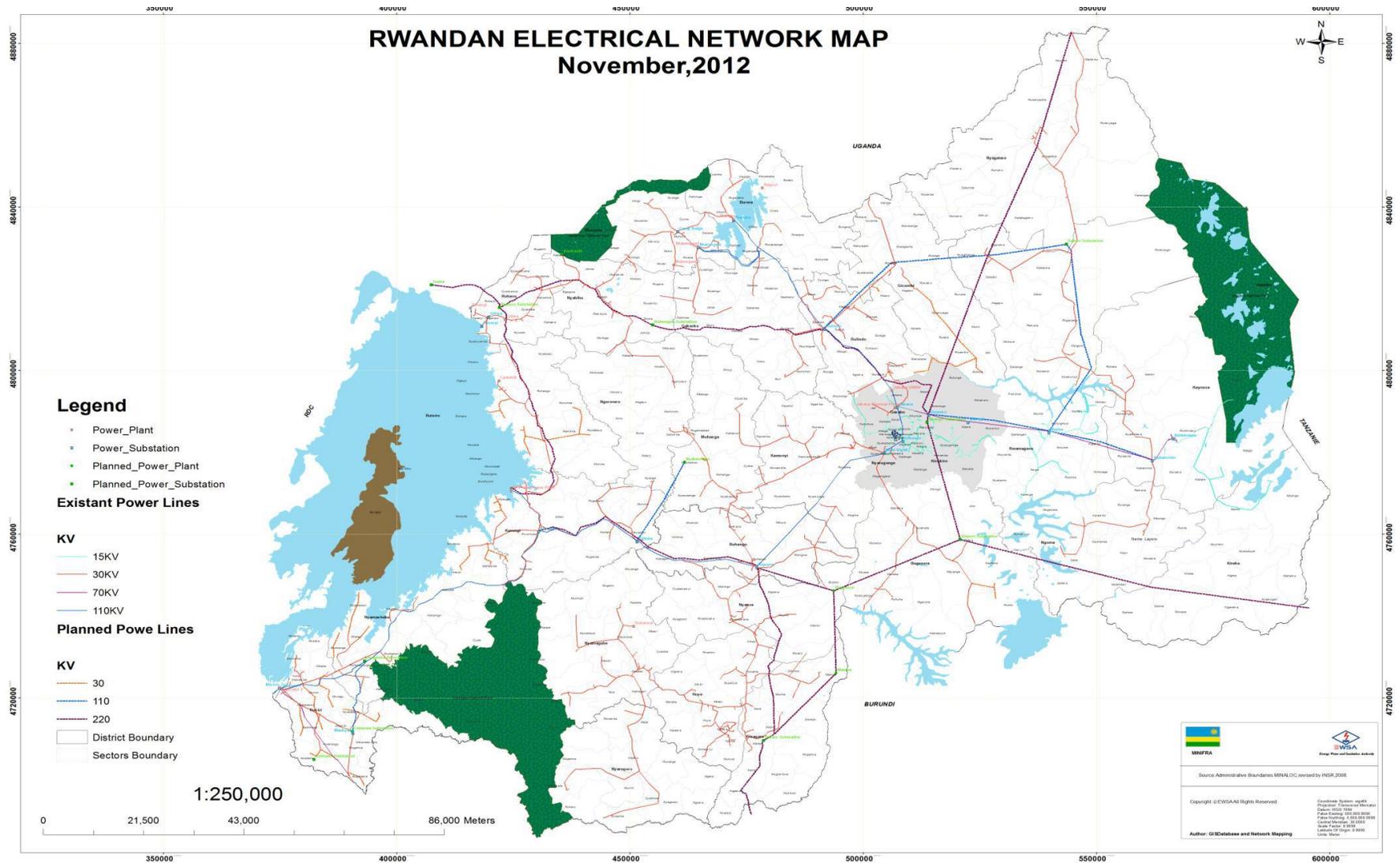


Image 13 : Etat du réseau électrique rwandais en 2012

6.1.2. Spécificités requises pour la génératrice

Afin de pouvoir être connecté au réseau national, un groupe de production doit répondre à des exigences. Dans le cas d'un groupe de production hydraulique, ses caractéristiques doivent répondre aux paramètres suivants, tirés du Grid Code¹⁶ document régissant les paramètres du réseau rwandais [3] :

Grid Code Requirement		Unit Size S_{MCR} (MVA rating)					
		$S_{MCR} < 1$	1 to 20	20 to 40	40 to 60	60 to 100	$S_{MCR} \geq 100$
Plant availability		-	-	D	D	Yes	Yes
Plant reliability		-	-	D	D	Yes	Yes
Protection	Backup impedance	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
	Loss of field	-	-	D	D	D	Yes
	Pole slipping	-	-	D	D	D	Yes
	Trip to house load	-	-	-	D	D	Yes
	Generator TRFR backup E/F	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
	HV breaker fail	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
	HV breaker pole disagreement	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
	Unit switch onto standstill	-	-	D	Yes	Yes	Yes
	Main protection only	Yes	Yes	Yes	-	-	-
	Main protection (monitored) or main and main backup	-	-	-	D	-	-
Excitation system requirements	Main and backup protection (both monitored)	-	-	-	D	Yes	Yes
	Power System Stabiliser	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
		-	-	-	D	D	D
Grid Code Requirement		Unit Size S_{MCR} (MVA rating)					
		$S_{MCR} < 1$	1 to 20	20 to 40	40 to 60	60 to 100	$S_{MCR} \geq 100$
	Limiters	-	-	D			Yes
Reactive power capabilities		D	D	D	Yes	Yes	Yes
Multiple Unit tripping		-	-	D	If PS > Largest single contingency		
Governing		-	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Restart after station blackout		-	-	D	If PS > Largest single contingency		
Black start capability		-	-	A	A	A	A
External supply withstand capacity		D	D	If NUnit at PS>5	If PS > Largest single contingency		
OLTC for step-up transformers		D	D	D	Yes	Yes	Yes
Emergency Unit capabilities		D	D	D	Yes	Yes	Yes
Independent action for control in system island		-	-	-	D	Yes	Yes
Automatic underfrequency starting		-	D	D	D	D	D

Key:

D - Depends on system requirements

A - If agreed upon

PS - PS

Tableau 12 : Prérequis de la génératrice exigés par le Grid Code

¹⁶ Il est à noter que les génératrices de moins de 250 kVA ne sont pas soumises aux contraintes du Rwanda Grid Code.

Les valeurs limites principales données par le Grid Code concernant la génératrice sont les suivantes.

Concernant la fréquence [3], page 115 :

- *Mode normal d'opérations.* La fréquence doit être maintenue entre 49.5 et 50.5 Hz ($\pm 1\%$).
- *Perturbation du système.* En cas de perte soudaine d'un moyen de production, la tolérance peut être étendue entre 49.0 et 51.0 Hz ($\pm 2\%$).
- *Défaut du système.* Si plusieurs moyens de production viennent à tomber, ou qu'une ligne de transmission est déconnectée, ou que de gros consommateurs sont soudain déconnectés, la fréquence peut être étendue de 48.75 à 51.25 Hz ($\pm 2.5\%$).
- *Extrême.* Si plusieurs perturbation citées ci-dessus surviennent simultanément, les limites peuvent être repoussées de 47.5 à 51.5 Hz (-5% / $+3\%$).

Concernant la puissance [3], page 114 :

- Les variations de puissance active ne doivent pas varier plus que $\pm 5\%$ dans des conditions de productions stables.
- Pour la puissance réactive, le facteur de puissance de la génératrice doit être comprise entre 0.85 et 0.95.

La tension de la ligne 30 kV doit répondre aux mêmes caractéristiques que le réseau existant pour pouvoir y être connecté. Les tension admissibles sont résumées dans le tableau 10.

Nominal Voltage (kV)	Highest operating voltage on equipment (kV)	Withstand voltage for lightning surge (kV), LIWL	Withstand voltage for switching surge (kV), SIWL	50 Hz, 1 min. withstand voltage (kV)
6.6	7.2	40-60	N/A	20
11	12	60/75/95	N/A	28
15	17.5	75/95	N/A	38
30	36	145/170	N/A	70

Tableau 13 : Tensions particulières du réseau moyenne tension rwandais

6.2. Consommation

Il est important de connaître la capacité de consommation du village de Rusebeya et du centre médical, afin d'être en mesure de dimensionner les transformateurs abaisseurs de tension.

6.2.1. Village de Rusebeya

D'après l'étude de Jesse sur la prévision de consommation en 2017, trois types de consommateurs potentiels se distinguent. On trouve les consommateurs privés, les industries et les consommateurs publics. Voici les puissances consommées prévues pour chaque secteur :

- Privés : les 180 ménages de Rusebeya peuvent créer une demande comprise entre 30 et 45 kW pic.
- Industries : lorsque le village sera raccordé au réseau, la coopérative paysanne projette d'investir dans un moulin électrique. Des petites industries pourraient prendre place dans le village également. La puissance de pointe est évaluée à environ 35 kW.
- Public : une école primaire est présente dans le village. Sa consommation de pointe est estimée à moins de 2 kW.

Il apparaît que la puissance cumulée simultanée serait comprise entre 67 et 72 kW pour le village de Rusebeya.

6.2.2. Centre médical et bureau de secteur

A 2'300 m de la centrale se trouve le centre médical du secteur. Comme mentionné au chapitre 3.3, leur consommation provient presque uniquement de leur génératrice diesel de 11 kVA. Une liste de leur appareils électriques (médicaux et informatiques) a été dressée, tout comme pour le bureau du secteur. Cela permet de dimensionner la puissance du transformateur de distribution à installer.

	BASE [kW]	PEAK [kW]
Centre médical	12.2	21.6
Bureau de secteur	5	11.8
Total	17.2	33.4

Tableau 14 : Résumé des consommations du centre médical et bureau de secteur

Le lieu est proche de la route principale et dispose déjà de connexions entre bâtiments. Le médecin chef imagine que si le réseau électrique devient accessible, la place pourrait se développer en attirant des artisans.

La gamme des transformateurs de distribution « standards » s'échelonnant entre 25 et 150 kVA par pas de 25 kVA, un transformateur de 50 kVA semble judicieux et permettrait d'envisager un développement économique sereinement.

L'énergie totale consommée par le centre médical n'était pas disponible directement. En passant par la consommation de diesel annuelle, il a été possible de faire une prévision des économies annuelles possibles.

- 1) La facture mensuelle pour le carburant est de 300'000 RWF, soit 3'600'000 RWF (4'140\$) par année. Le litre de diesel coûte 1'093 RWF. Le volume de diesel consommé annuellement est donc de 3'300 litres.
- 2) La densité énergétique du diesel est de 36.4 MJ/l, soit 10.1 kWh/l. Avec un rendement de la génératrice approximé à 20%, la consommation annuelle d'électricité se monte à 6'660 kWh.
- 3) Un tarif spécial est appliqué par le REG pour les centres médicaux. Le kWh leur coûte 192 RWF. Leur facture annuelle après connexion au réseau national serait de 1'279'000 RWF pour la même consommation.
- 4) Rapporté en dollar avec un taux de change de 870 RWF/\$, leur économie annuelle serait de 2'670 \$.

Outre les économies financières, cela éviterait au personnel et aux malades de vivre dans le bruit ambiant de la génératrice et de ses émissions de particules fines. Il paraît donc nécessaire de mettre une alimentation basse tension à disposition de ces consommateurs.

6.3. Choix des niveaux de tension

6.3.1. Variantes possibles

La génératrice fournissant une tension de 400 V et le réseau électrique moyenne tension étant à 6 km de la centrale, plusieurs possibilités sont à étudier :

- 1) Monter jusqu'au village en basse tension, faire la distribution dans le village et élever la tension au niveau du bassin de stockage. Placer un transformateur de distribution au niveau du centre médical.
- 2) Elever la tension à la sortie de la centrale, placer un transformateur de distribution pour le village au niveau du bassin de stockage et un autre au centre médical.
- 3) Elever la tension à la sortie de la centrale mais monter avec une ligne MT et une ligne BT - partant en amont du transformateur - jusqu'au village. Placer un transformateur de distribution au niveau du centre médical.

Le tableau suivant compare ces trois possibilités sans prendre en compte le réseau BT de distribution dans le village (partant du bassin de stockage) car il est présent dans tous les cas. Les contraintes sont de distribuer de la moyenne tension dans le village et au centre médical mentionné au chapitre 3.3 et de raccorder la centrale au réseau MT. L'objectif est la réduction des coûts.

Solution N°	Nb. Transfo BT	Longueur ligne BT	Longueur ligne MT
1	1	460 m	5'370 m
2	2	0 m	5'830 m
3	1	460 m	5'830 m
Solution N°	Avantages	Inconvénients	Coût lignes
1	Ligne MT plus courte de 460 m. Transformateur 0.4-30 kV plus accessible. Un seul transformateur de distribution.	9.4 % de pertes de tension dans la ligne BT (150mm ²) jusqu'au bassin de stockage car toute la puissance de la génératrice y passe. Courant de ligne trop important (480 A). Même un câble de 240 mm ² ne supporte pas.	Non calculé car variante impossible.
2	Cellules de protection MT dans le bâtiment de la turbine avec le transformateur 0.4-30kV. Une seule ligne électrique à construire.	Un transformateur 30-0.4 kV de plus à installer pour le village.	91'800 \$
3	Pertes de tension acceptables dans la ligne BT car seule la puissance soutirée y transite. Un seul transformateur de distribution.	Deux lignes à construire en parallèle (les poteaux MT sont assez hauts pour être utilisés pour la BT également). Une cellule de protection BT en plus pour le village.	91'900 \$

Tableau 15 : Comparaison des variantes possibles pour la distribution de l'électricité

Les pertes en tension mentionnées dans le tableau 9 ont été déterminées d'après le courant de ligne calculé grâce à l'équation suivante et aux caractéristiques de câbles de Nexans.

$$I_L = \frac{P_{max}}{\sqrt{3} * U_{ph} * \cos(\varphi)}$$

P_{max}	<i>Puissance max. de la génératrice</i>	W
I_L	<i>Courant circulant dans une ligne</i>	A
U_{ph}	<i>Tension de phase</i>	V

Le fabricant indiquait une valeur caractéristique pour ses lignes exprimée en $V A^{-1} km^{-1}$. Grâce à cette indication dépendant de l'impédance de la ligne, du courant et de la distance à parcourir, il est possible de calculer les pertes de tension.

6.3.2. Variante retenue

Pour sa simplicité de mise en œuvre et son coût égal à la variante 3, la solution 2 a été retenue. C'est-à-dire la transformation BT-MT dans la centrale de turbinage, puis une ligne 30 kV passant par le village et le centre médical pour se connecter au réseau national existant 6 kilomètres plus loin.

Un transformateur de distribution de 100 kVA sera disponible pour le village, et un deuxième de 50 kVA sera disponible pour le centre médical et le bureau de secteur.

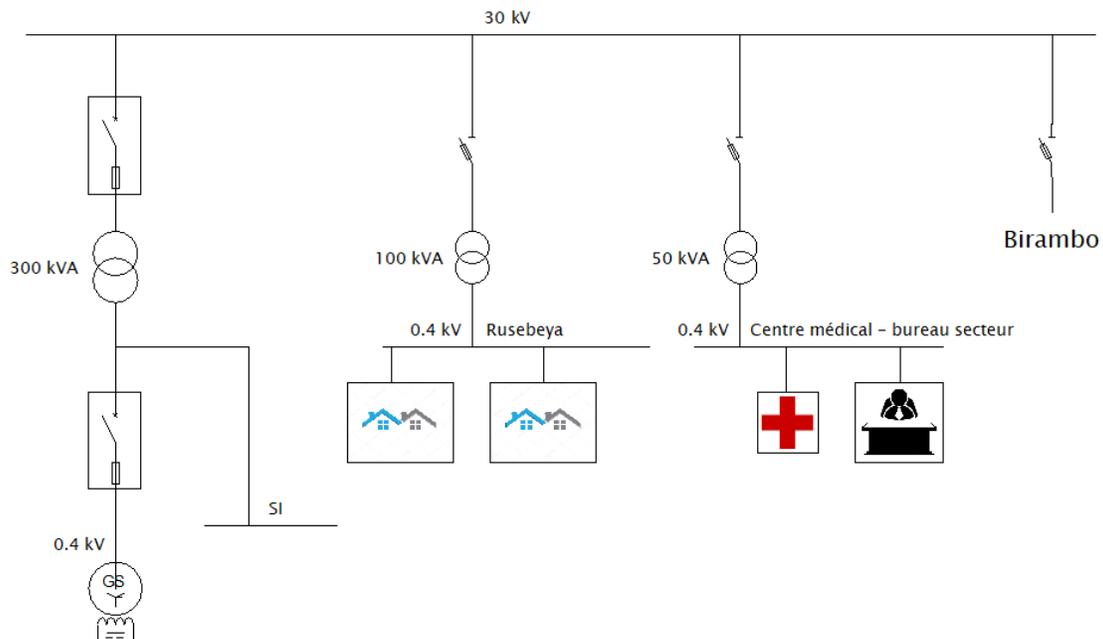


Figure 7 : Schéma de la variante réseau retenue

6.4. Point de raccordement

Le raccordement entre deux lignes est simple au Rwanda. La ligne secondaire est raccordée directement sur les câbles de la ligne principale après être passée à travers un fusible et un sectionneur.

6.4.1. Régime de neutre au Rwanda

Pour les ligne 30 kV, le neutre n'est pas distribué, et donc isolé de la terre.

En revanche, les réseaux 0.4 kV distribuant le neutre doivent le raccorder à la terre à chaque déviation de la ligne pour une habitation.

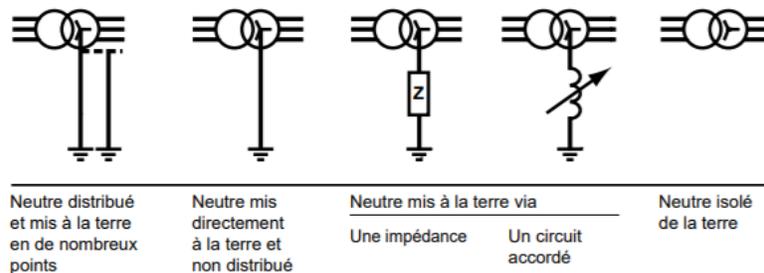


Figure 8 : Différents régimes de neutre dans le monde

source : www.schneider-electric.com, consulté le 31.08.2018

Les réseaux MT sont mis à la terre par l'intermédiaire de parafoudres à chaque poteau de transition, à chaque poste de transformateur et à chacun des parafoudres supplémentaires sur le réseau. Aucune section de plus de 3 km ne doit rester sans parafoudre.

6.5. Design du réseau

6.5.1. Ligne électrique moyenne tension

De manière générale, les réseaux rwandais moyenne tension 30 kV triphasés sont faits de lignes en ACSR (Aluminium Conductor Reinforced Steel). La section est le plus souvent 70/12 mm² ou 35/6 mm² sur de petites distances.

Ce matériau a l'avantage d'être léger, peu cher et disponible facilement dans la région. Une section plus faible réduira le coût d'investissement, mais les pertes en tension et puissance seront plus importantes. Voici un récapitulatif de ces éléments pour la ligne de 6 kilomètres.

Section [mm ²]	Courant nominal [A]	Pertes tension [%]	Pertes effet Joule [W]
35/6	150	0.1	21.1
70/12	206	0.05	10.5

Tableau 16 : Pertes induites dans les lignes MV 30 kV

Les deux solutions sont réalisables car, dans tous les cas, ces lignes peuvent tenir des puissances de respectivement 4.5 et 6.2 MW.

Il faut cependant tenir compte de l'extension potentielle du réseau. Si l'antenne de Birambo, sur laquelle il est prévu de se raccorder, se connecte à l'avenir à la ligne passant à Rubengera, il sera nécessaire de dimensionner la ligne de la même manière que celle de Birambo, soit une 70/12 mm².

6.5.2. Ligne électrique basse tension

Depuis le transformateur de distribution 100 kVA pour le village, le réseau principal basse tension (0.4 kV) doit être construit. Depuis cette ligne, ce sera à chaque ménage de venir se raccorder monnayant environ 60\$.

Si le transformateur est installé au niveau du bassin de stockage, les longueurs des lignes principales depuis le transformateur permettant un accès à la plus grande quantité de ménage sont respectivement de BT1 = 700m, BT2 = 550m, BT3 = 780m.

Les pertes de tension et puissance dans les câbles BT sont plus importantes, car comme la

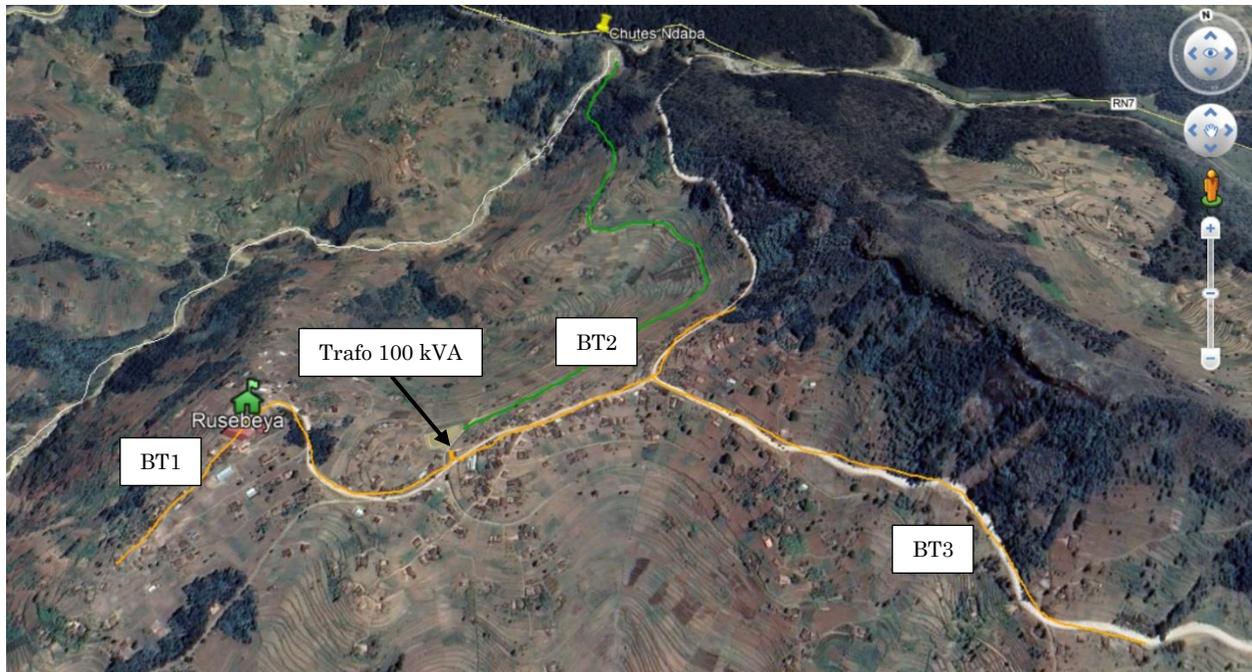


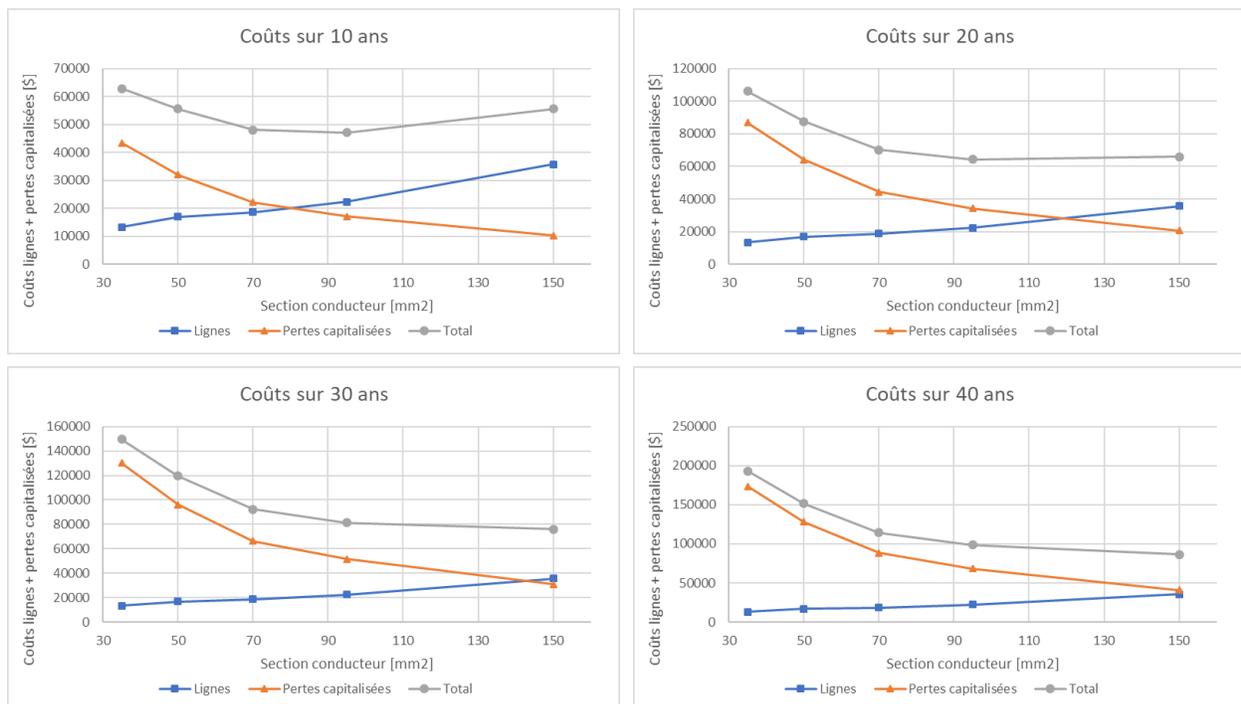
Image 14 : Représentation grossière des réseaux principaux basse tension

tension est basse, le courant est lui important. Cela implique généralement la mise en place de réseaux de grosses sections, ou alors de la distribution sur petite distance.

La norme en vigueur dans le pays est la pose de câbles torsadés ABC (Aerial Bundled Cable). Le tableau ci-dessous résume les pertes en tension et en puissance dans différentes sections de câbles aériens, et permet de déterminer la section la plus judicieuse en terme de coûts à différents horizons (10, 20, 30 et 40 ans).

Section [mm ²]	ΔU BT1 [%] @ 40 kW	ΔU BT2 [%] @ 30 kW	ΔU BT3 [%] @ 15 kW
3 x 35 + 54.6	9.7	5.7	9.8
3 x 50 + 54.6	7.2	4.2	7.2
3 x 70 + 54.6	5.0	2.9	5.0
3 x 95 + 70	3.8	2.3	3.9
3 x 150 + 70	2.3	1.4	2.3
	ΔP BT1 [kW] @ 40 kW	ΔP BT2 [kW] @ 30 kW	ΔP BT3 [kW] @ 15 kW
3 x 35 + 54.6	7.5	3.3	4.5
3 x 50 + 54.6	5.5	2.4	3.3
3 x 70 + 54.6	3.8	1.7	2.3
3 x 95 + 70	2.9	1.3	1.8
3 x 150 + 70	1.8	0.8	1.1
	Prix ligne BT1 [\$]	Prix ligne BT2 [\$]	Prix ligne BT3 [\$]
3 x 35 + 54.6	4575	3595	5098
3 x 50 + 54.6	5826	4578	6492
3 x 70 + 54.6	6430	5052	7165
3 x 95 + 70	7000	5500	7800
3 x 150 + 70	12321	9681	13729

Tableau 17 : Résumé des pertes et coûts du réseau BT de Rusebeya



Graphique 4 : Influence financière de la section des câbles du réseau BT

Voici les différentes hypothèses permettant d'arriver à ces résultats :

- Les coûts des lignes mentionnés dans le tableau 14 ne concernent que le prix du câble ABC, tirés du catalogue de prix Nexans au 04 septembre 2018 et les poteaux. Ce dernier paramètre a été pris en compte, car plus la section augmente, plus la distance entre poteau diminue, ce qui augmente les coûts. Le prix du poteau BT de 9m est de 150 \$ environ.
- Le matériel commun à n'importe quelle section, tel que le matériel de suspension n'a pas été intégré dans les coûts, car il n'influence pas la prise de décision.
- Les pertes en puissance sont exprimées pour un régime de puissance maximale. En régime permanent, les pertes sont plus faibles mais constantes. La durée d'utilisation en pic a été estimée à 6h / jour pour faire l'équivalent en régime permanent. Le prix de rachat de l'électricité est de 13 ct\$ / kWh.

Sur le papier, toutes les sections seraient applicables en termes de chute de tension. La norme au Rwanda est de + 5% / -10 %. Cependant, la section de 35 mm² est rejetée car elle n'autorise aucune marge en cas de nouveaux consommateurs qui demanderaient une plus grande puissance.

Il apparaît qu'à court terme (moins de 20 ans), la section de 95 mm² est la plus avantageuse. Au-delà, les câbles de 150 mm² deviennent plus intéressants. Une centrale hydroélectrique et un réseau électrique étant des aménagements qui possèdent une durée de vie importante, c'est pour ces raisons que la section de 150 mm² est retenue.

6.5.3. Transformateurs

Au Rwanda, les transformateurs de distribution 30 – 0.4 kV sont toujours disposés aux pieds du poteau de déviation, ou alors directement entre les deux mâts du système de suspension. Ils sont donc directement soumis aux contraintes extérieures, le vent, la pluie, la foudre ou encore la poussière.

Le couplage du transformateur de distribution doit être de type « Dyn11 ». Cette dénomination signifie que le primaire moyenne tension est raccordé en triangle ($D = \Delta$), le secondaire basse tension en étoile ($y = Y$). La lettre « n » indique que le neutre est distribué. Le nombre 11 signifie que les deux couplages sont décalés de $11 \times 30^\circ$ dans le sens horaire.

Les transformateurs jusqu'à 25 kVA peuvent être de type mono ou triphasés. Au-delà de cette limite, le raccordement triphasé est obligatoire. Les câbles basse tension entre le transformateur et le disjoncteur sont également normalisés.

Puissance transfo. [kVA]	Courant disjoncteur [A]	Section câbles [mm ²]
25	40	4 x 25
50	80	4 x 35
100	160	4 x 50

Tableau 18 : Sections des câbles BT isolés XPLE sur les trafo de distribution

La déviation est prise directement sur la ligne grâce à une pince, puis passe à travers un fusible avant d'arriver au primaire du transformateur par un isolateur. Le secondaire passe ensuite dans un boîtier de protection avant de remonter souvent le long d'un des deux poteaux pour partir sur le premier petit poteau basse tension.



Photo 11 : Exemples de distributions MT - BT au Rwanda

Le REG a publié un document [4] concernant les standards de constructions de réseaux au Rwanda. La figure 7 représente la méthode conseillée pour la mise en place d'un transformateur de distribution.

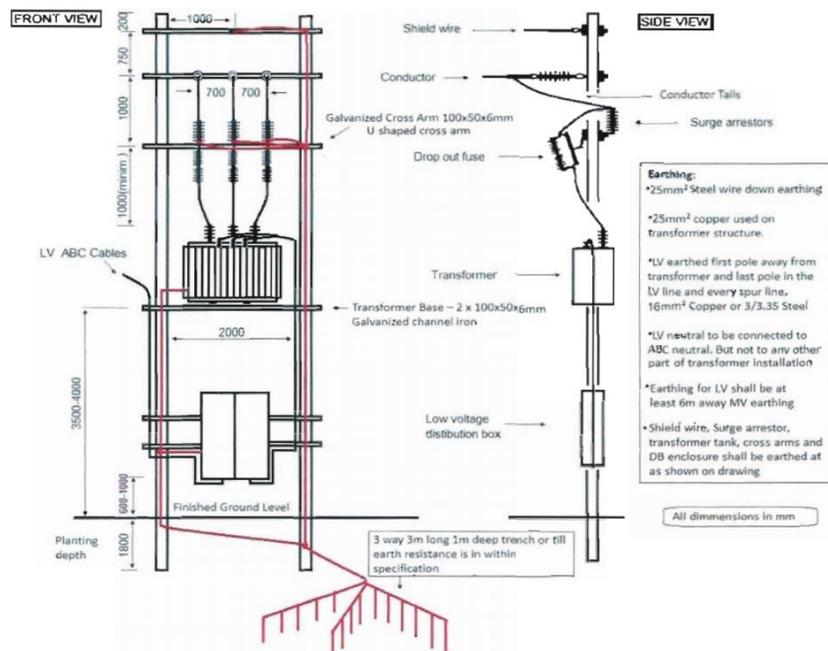


Figure 9 : Représentation du montage d'un transformateur MT-BT d'après les standards Rwandais

6.5.4. Poteaux

Le paramètre principal des poteaux moyenne tension est la matière. Ils peuvent être en bois, en béton, ou encore en treillis métallique. La taille est réglementaire et indiquée dans le document [4]. En moyenne tension, les poteaux culminent à 12m, et se trouvent à 9m en basse tension.

Les distances entre poteaux sont de 70-80 m pour la moyenne tension, et environ 40-50 m pour la basse tension (cela dépend de la section des câbles).

Tous les poteaux pour la BT et MT sont en bois, sauf ceux disposés en H comme dans la figure 7. Ceux-ci sont en béton afin de supporter le poids du transformateur.

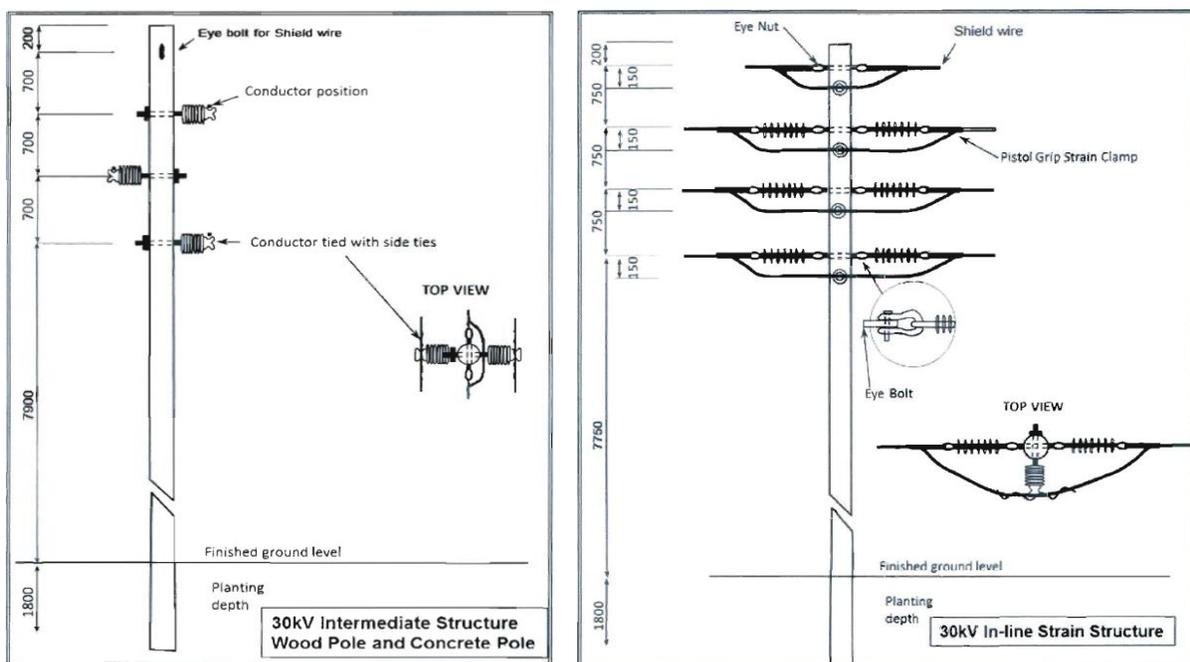


Figure 10 : Structures principales des réseaux MT au Rwanda

Mise à part les deux poteaux de début et de fin de réseau, la disposition est toujours identique. Sur des distances planes et en ligne droite, on trouve trois structures intermédiaires suivies d'un poteau de mise en tension, comme illustré sur la figure 8. Il existe plusieurs catégories de structures d'angle. De 0 à 9°, de 10 à 59° et de 60 à 90°.

Pour les réseaux basse tension, il peut être possible d'accrocher le câble ABS aux poteaux moyenne tension sur le tronçon BT2 et BT3. En effet, la ligne MT suit le même tracé dans tous les cas. Cela permet d'économiser une trentaine de poteaux de 9m, ce qui équivaut approximativement à 4'500 \$.

Quant à la connexion d'un ménage au réseau BT, le principe est représenté sur la figure 9. Cela coûte environ 60 \$ pour un ménage, plus si l'ajout d'un poteau supplémentaire devient nécessaire. Ces connexions sont la responsabilité de l'EUCL (branche « réseau » du REG) et ne rentrent donc pas dans le cadre de ce projet.

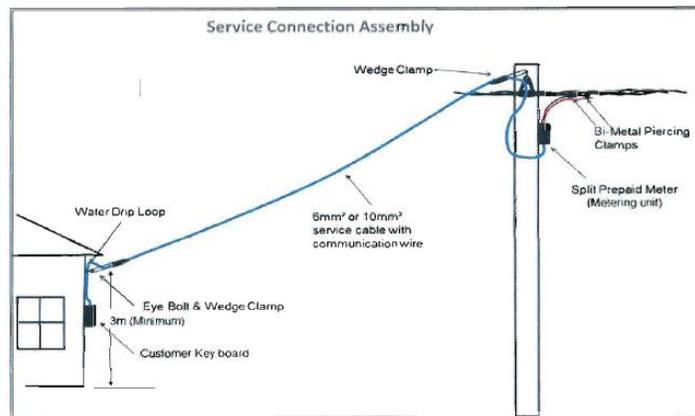


Figure 11 : Connexion d'un ménage au réseau BT

La mise à terre des réseaux d'énergie diffère d'un niveau de tension à l'autre. Dans le cas d'un réseau MT, le câble de garde est mis à terre tous les 400m, ce qui correspond environ à chaque cinq poteaux.

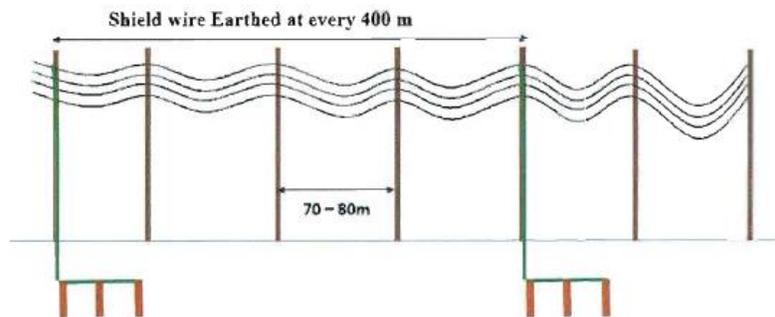


Figure 12 : Mise à terre des réseaux MT au Rwanda

Dans le cas de réseaux BT, le neutre est mis à la terre au premier poteau et au dernier, ainsi que tous les quatre poteaux le long du trajet.

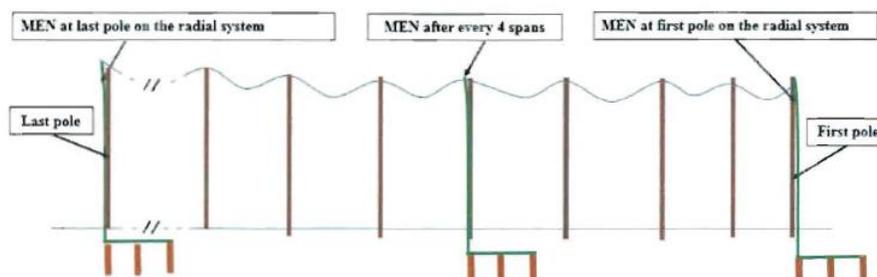


Figure 13 : Mise à terre des réseaux BT au Rwanda

6.5.5. Coûts du réseau MT et BT

Réseau moyenne tension.

Les données concernant la moyenne tension ont été calculées d'après un projet de ligne moyenne tension déjà réalisé pour la centrale de Mutobo, dans le district de Ruhengeri. Les prix correspondent à du matériel chinois largement utilisé dans le pays. Le total comprend :

- 6'000 m de ligne ACSR 30 kV 70/12 mm²
- 80 poteaux en bois de 12 m et deux poteaux béton en H pour les transformateurs
- Le petit matériel (isolateurs, câbles de traction, mises à terre, quincaillerie)
- La main d'œuvre (fouilles, éclaircissement de la ligne, montage)

Réseau basse tension

Le coût des câbles ABC est tiré de la liste de prix 2018 du catalogue en ligne Nexans France. Les prix des transformateurs ont été communiqués à titre indicatif par M. Jan Mani de la société suisse Sotero Sàrl. La ligne le long des sections BT2 et BT3 est fixée directement sur les poteaux MT.

Dans les deux cas, la main d'œuvre est ici estimée à 1'000'000 RWF le kilomètre. Cette approximation a été confirmée par un fichier destiné initialement au même projet de Mutobo dont les coûts unitaires de tous les travaux sont indiqués.

	Ligne MT 300 kV	Ligne BT 0.4 kV
Lignes / câbles	10'350 \$	35'730 \$
Poteaux	18'620 \$	2'500 \$
Petit matériel	38'000 \$	5'000 \$
Main d'œuvre	6'700 \$	850 \$
Transfo 50 kVA	8'200 \$	-
Transfo 100 kVA	9'900 \$	-
TOTAL	91'770 \$	44'080 \$

Tableau 19 : Coûts approximatifs des réseaux MT et BT prévus

Le coût total de tous les travaux électriques depuis la centrale jusqu'à la distribution dans le village est de 136'000 \$.

7. Investissement

Les chiffres présentés dans ce chapitre sont purement indicatifs et ne proviennent pas tous d'offres formulées par des fournisseurs.

En effet, afin de compléter cette étude pour qu'elle soit utilisable pour la réalisation du projet, il est nécessaire de confier le chiffrage du génie civil à un bureau d'étude compétent, obtenir des offres commerciales pour les conduites forcées et le réseau électrique. L'ordre de grandeur est toutefois respecté.

Domaine	Eléments compris dans le prix	Coût
Hydro-mécanique- électrique	Turbine / générateur	460'000 € (542'000 \$)
	Armoires de protection	
	Transformateur	
	Livraison -> Mombasa (Kenya)	
	Personnel de supervision	
Conduite forcée	Pièces de rechange	74'000 \$
	Tuyaux PVC 400mm PN16	
Génie civil	Fouille / Ancrages	80'000 \$
	Prise d'eau	
	Rehaussement canal	
	Adaptation bassin stockage	
Réseau électrique	Powerhouse	136'000 \$
	Réseau MT	
Taxes	Réseau BT	75'000 \$
	TVA « offerte »	
Frais d'étude	Taxe importation (10%)	83'000 \$
	Etude et gestion des travaux (10%)	
TOTAL	-	990'000 \$ ± 15%

Le coût par kilowatt pour une puissance électrique de 267 kW est de 3'700 \$/kW.

Si le PPA est bien négocié est qu'une partie ou la totalité du réseau peut être pris en charge par le gouvernement, le coût par kilowatt peut tomber à 3'000 \$/kW.

7.1. Données financières

L'investissement dans ce projet est important, entre 860'000 et 990'000 dollars suivant les accords conclus avec le gouvernement concernant le réseau électrique. A côté des 150'000 CHF que REPIC pourrait fournir pour ce projet, il reste donc entre 680'000 et 840'000 dollars à emprunter. Mais un projet doit être rentable afin qu'une banque n'accepte de le financer. Afin de pouvoir répondre à cette question, les indicateurs retenus sont la VAN (Valeur Actualisée Nette), le TRI (Taux de Rentabilité Interne), et le ROI (Return On Investment)

Des hypothèses ont dû être formulées :

- Le taux d'actualisation de la VAN est de 7% compte tenu du risque de financer un projet dans un pays en voie de développement.
- Le taux d'intérêt d'un éventuel emprunt a été fixé à 5% avec un remboursement sur 15 ans.
- Les salaires sont composés de 8 opérateurs payés 70\$ / mois, et 2 techniciens payés 250 \$ / mois.
- Le coût de l'entretien est calculé d'après des données proposées par l'Etat du Valais concernant la maintenance d'installation de micro-hydraulique [5]. Le coût non-régulier du changement de la roue de turbine par exemple est réparti sur chaque année, même si en réalité cela n'arrive que tous les 5 ans environ.
- Même s'il n'est pas égal pour tous les secteurs d'investissement du projet, la durée d'amortissement est fixée à 25 ans.
- L'imposition de la société sur les revenus a été supposée à 30%.

Le logiciel RETScreen a été utilisé pour effectuer les calculs financiers. Les figures 14 et 15 montrent les données pour la version sans réseau électrique à charge.

Coûts Économies Revenus				Paramètres financiers			
Coûts d'investissement				Général			
Coût d'investissement	100%	\$	827 700	Taux d'inflation	%		5,5%
Total des coûts d'investissement	100%	\$	827 700	Taux d'actualisation	%		7%
Frais annuels et paiements de la dette				Taux de réinvestissement	%		0%
Coûts d'exploitation et entretien (économies)		\$	24 030	Durée de vie du projet	an		30
Paiements de la dette - 15 ans		\$	65 229	Financement			
Total des frais annuels		\$	89 259	Encouragements et subventions	\$		
Économies et revenus annuels				Ratio d'endettement	%		81,8%
Revenu d'exportation d'électricité		\$	172 718	Dette du projet	\$		677 059
Total des économies et des revenus annuels		\$	172 718	Capitaux propres investis	\$		150 641
				Taux d'intérêt sur la dette	%		5%
				Durée de l'emprunt	an		15
				Paiements de la dette	\$/an		65 229
				Analyse d'impôt sur le revenu <input checked="" type="checkbox"/>			
				Taux d'imposition sur le revenu	%		30%
				Report des pertes?			Non ▼
				Méthode d'amortissement			Linéaire ▼
				Allocation du coût en capital	%		91,6%
				Période d'amortissement	an		25
				Congé fiscal disponible?	oui/non		Non ▼

Figure 14 : Paramètres financiers sans réseau électrique à charge

Les résultats fournis par le logiciel sont prometteurs :

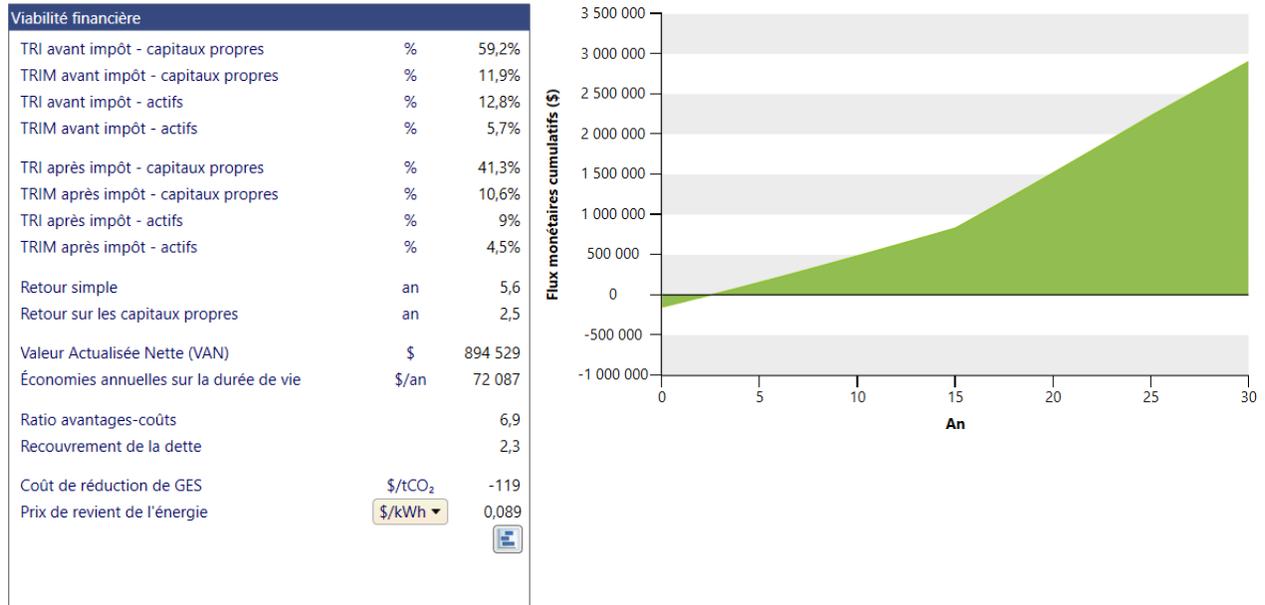


Figure 15 : Résultats de la simulation financière sur 30 ans sans réseau électrique

Un résultat n'apparaît pas sur la figure 15, il s'agit du ROI. Il est de 90 %. Sans le réseau électrique, le temps de retour sur investissement est de 5 ans et demi. Un paramètre pouvant expliquer ce résultat si court est le peu de charges annuelles. Les salaires, déjà définis comme très bons pour le secteur, restent une charge très faible.

Les résultats présentés dans la figure 16 montrent la rentabilité du projet avec le réseau électrique à payer.

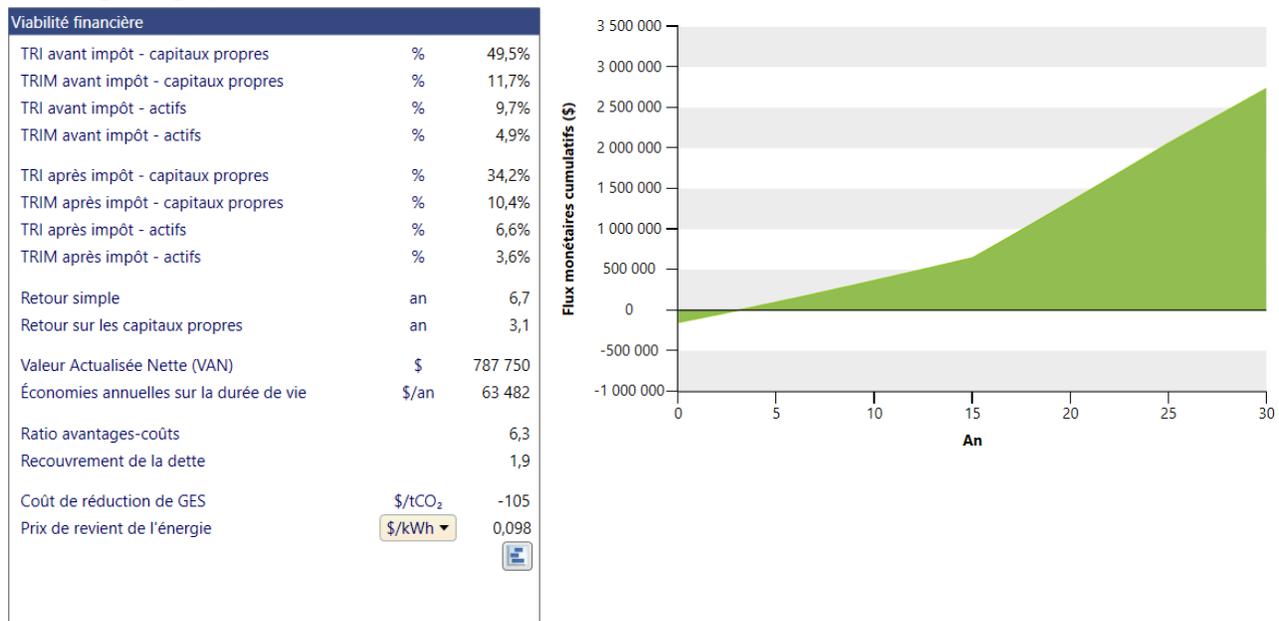
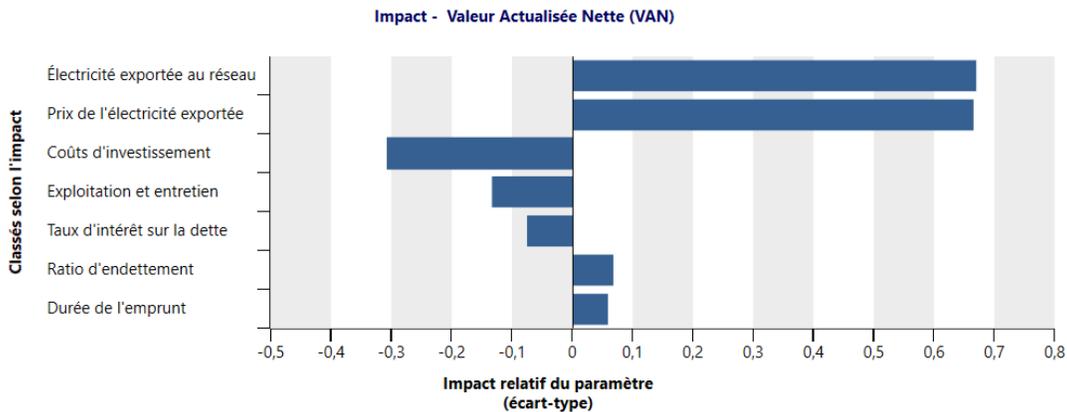


Figure 16 : Résultats de la simulation financière sur 20 ans avec réseau électrique

Même avec le réseau électrique à financer, les résultats financiers sont bons, avec un ROI de 79%. Les coûts de production sont respectivement de 8,9 et 9,8 c\$/kWh pour les variantes sans et avec financement du réseau.

Ces résultats ne sont pourtant que des chiffres basés sur des hypothèses. Il est donc nécessaire d'évaluer la sensibilité de ces données par rapport aux paramètres d'entrée. D'autant plus que les risques sont plus élevés dans les pays en voie de développement. Le graphique 5 montre quels paramètres impactent le plus sur la VAN si leurs valeurs varient. Un impact relatif positif signifie que si la valeur de ce paramètre-là augmente, la VAN est impactée positivement.



Graphique 5 : Sensibilité de l'impact de variations des paramètres sur la VAN

Au vu du graphique 5, la première analyse concerne les prix de rachat de l'énergie et la production annuelle de la centrale. Ces deux paramètres varient chacun de ± 25% et l'influence de ces changements est observée sur la VAN.

- Enlever l'analyse		Électricité exportée au réseau MWh				
Prix de l'électricité exportée		959,54	1 119,47	1 279,39	1 439,31	1 599,24
\$/MWh		-25,0%	-12,5%	0,0%	12,5%	25,0%
101,25	-25,0%	72 241	248 445	424 650	600 855	777 059
118,13	-12,5%	248 445	454 018	659 590	865 162	1 070 734
135,00	0,0%	424 650	659 590	894 529	1 129 469	1 364 408
151,88	12,5%	600 855	865 162	1 129 469	1 393 776	1 658 083
168,75	25,0%	777 059	1 070 734	1 364 408	1 658 083	1 951 758

Figure 17 : Influence des prix de rachat et de la production sur la VAN (avec réseau à financer)

- Enlever l'analyse		Électricité exportée au réseau MWh				
Prix de l'électricité exportée		959,54	1 119,47	1 279,39	1 439,31	1 599,24
\$/MWh		-25,0%	-12,5%	0,0%	12,5%	25,0%
101,25	-25,0%	-36 344	141 667	317 871	494 076	670 281
118,13	-12,5%	141 667	347 239	552 811	758 383	963 955
135,00	0,0%	317 871	552 811	787 750	1 022 690	1 257 630
151,88	12,5%	494 076	758 383	1 022 690	1 286 997	1 551 304
168,75	25,0%	670 281	963 955	1 257 630	1 551 304	1 844 979

Figure 18 : Influence des prix de rachat et de la production sur la VAN (sans réseau à financer)

On peut observer que la seule façon possible pour que le projet ne soit pas rentable (VAN négative) est un prix de rachat qui chute de 25% et une production 25% plus faible qu'attendu. Et tout cela durant 30 ans.

D'après le graphique 5 toujours, les deux autres paramètres à étudier sont les coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX).

- Enlever l'analyse		Exploitation et entretien					\$	-	+
Coûts d'investissement		18 023	21 026	24 030	27 034	30 038			
\$		-25,0%	-12,5%	0,0%	12,5%	25,0%			
620 775	-25,0%	1 140 776	1 089 716	1 038 655	987 595	936 534			
724 238	-12,5%	1 068 713	1 017 653	966 592	915 532	864 471			
827 700	0,0%	996 650	945 590	894 529	843 469	792 408			
931 163	12,5%	924 587	873 527	822 466	771 406	720 345			
1 034 625	25,0%	852 524	801 464	750 403	699 343	648 282			

Figure 19 : Influence de l'OPEX et du CAPEX sur la VAN (avec réseau à financer)

- Enlever l'analyse		Exploitation et entretien					\$	-	+
Coûts d'investissement		18 023	21 026	24 030	27 034	30 038			
\$		-25,0%	-12,5%	0,0%	12,5%	25,0%			
742 727	-25,0%	1 060 692	1 009 632	958 571	907 511	856 450			
866 515	-12,5%	975 282	924 221	873 161	822 100	771 040			
990 303	0,0%	889 872	838 811	787 750	736 690	685 629			
1 114 091	12,5%	804 461	753 401	702 340	651 280	600 219			
1 237 879	25,0%	719 051	667 990	616 930	565 869	514 809			

Figure 20 : Influence de l'OPEX et du CAPEX sur la VAN (sans réseau à financer)

Les calculs d'investissement ont parfois été basés sur des hypothèses. Il est donc possible qu'ils évoluent après une étude de faisabilité détaillée. Il en va de même pour les coûts de maintenance, calculés d'après un pourcentage de l'investissement de chaque domaine.

Il apparaît que même dans le cas des paramètres les plus défavorables, les finances restent positives et rentables.

Ce projet de micro-hydraulique a donc montré sa faisabilité économique et sa rentabilité à très court terme.

8. Financement

8.1. Structure du projet

Il est apparu au fil du temps que l'école de Kibuye ne présente pas des ressources suffisantes pour soutenir ce projet jusqu'à sa mise en œuvre. Il est donc nécessaire d'inclure un partenaire privé. Au cours des visites de micro-mini centrales, il a été possible de discuter avec des ingénieurs de deux sociétés. Rwanda Mountain Tea et REPRO. La première est plutôt spécialisée dans la mini hydraulique avec des projets dès 1.8 MW. La deuxième cependant ne possède qu'un portefeuille de microcentrales. Un partenariat avec cette dernière pourrait donc être intéressant. Voici le contact d'un de ses ingénieurs de projets :

DUSENGE Philbert

dusephilbert@gmail.com

+250 782 797 912

8.1.1. Partenaire rwandais (REPRO)

Une discussion a déjà été menée entre la personne mentionnée ci-dessus et M. Stéphane Genoud. Il était alors question de « donner » les études déjà réalisées à la société rwandaise REPRO afin qu'ils puissent réaliser le projet avec leurs partenaires actuels.

La coopération suisse, via REPIC, serait en mesure d'amener au maximum 150'000 CHF. Cela représente 17% de l'investissement. De plus, il est plus avantageux de contracter des emprunts en Suisse plutôt qu'au Rwanda au niveau des taux d'intérêts.

Cette société aurait donc tout intérêt à reprendre ce projet hydraulique qui se montre rentable à court terme.

8.1.2. Rôle de l'IPRC-Karongi

L'école reste un partenaire important même si elle ne sera pas l'entité responsable de la gestion du projet. Les échanges entre IPRCs au sein du pays sont possibles. Il se pourrait que l'IPRC de Tumba puisse envoyer du personnel du département énergies renouvelables à Kibuye, afin qu'il suive l'avancée du projet.

Ces institutions sont gouvernementales. C'est pourquoi il est primordial de les garder impliquées dans le projet afin d'obtenir des accords favorables avec les différents ministères impliqués, mais également dans le but de former les professeurs à un secteur en pleine croissance dans leur pays. Le vice principal de l'établissement est secrétaire général du district, ce qui peut accélérer certaines démarches administratives.

Du moment que l'école possède une part du projet, elle serait donc co-proprétaire de la centrale et ainsi en mesure de l'utiliser à des fins pédagogiques. La centrale ne serait qu'à 45 minutes en bus de l'école. Cette dernière pourrait alors envoyer des classes entières avec le

véhicule du campus dans le but de se former sur les installations, et même leur donner un cours sur la gestion de projet.

8.1.3. Rôle des habitants de Rusebeya

Une partie des agriculteurs fait partie d'une coopérative leur mettant à disposition des infrastructures telles qu'un stockage pour le séchage des céréales et un moulin, entre autres. Une manière élégante de ne pas avoir à payer les terres nécessitant une expropriation de certains agriculteurs et de donner des parts à cette coopérative. Ainsi, l'argent reçu des dividendes permettrait de rémunérer ces exploitants proportionnellement à la surface mise à disposition.

De plus, les opérateurs de la centrale doivent venir du village sur lequel se trouve la centrale. Ainsi, des emplois sont créés dans cette région à faible revenu. Ces personnes seront formées à la gestion des infrastructures et supervisées par deux techniciens (mécanique et électrique).

De cette manière, l'implantation de la micro-centrale sur la territoire du village apporte une réelle plus-value aux habitants.

8.1.4. Répartitions des parts sociales

Une condition demandée par REPIC pour l'octroi de n'importe quel montant est l'implication d'un partenaire suisse dans le projet. C'est pourquoi la HES-SO doit posséder des parts du projet. Elle serait ainsi en mesure d'envoyer un expert de manière régulière dans le but de contrôler la bonne gestion des infrastructures. De plus, un partenaire suisse permettrait d'obtenir un prêt à taux préférentiel par rapport au Rwanda.

Les parties prenantes seraient donc :

- 1) Une entreprise privée rwandaise spécialisée dans l'hydraulique (détenteur de la majorité des parts), ~75%
- 2) La HES-SO et l'IPRC Karongi (part égales), ~10% par entité
- 3) La coopérative paysanne de Rusebeya, ~5%

8.2. Coopération Suisse

La DDC finance des projets de développement durable dont les énergies renouvelables au travers de la plateforme REPIC. Une demande de financement avait déjà été soumise à cette institution par Robin et José en 2016. Malheureusement, celle-ci avait été refusée car non portée par une institution suisse solide. Malgré tout, l'intérêt pour ce projet avait alors été communiqué.

A l'heure actuelle, le projet a été démontré comme rentable avec une gestion conjointe entre la Suisse et le Rwanda. Toutes les conditions sont réunies afin de soumettre une nouvelle fois le dossier aux experts REPIC.

Le montant maximal que verse la plateforme est de 50% de l'investissement à concurrence de 150'000 CHF. La première étape de la demande de financement, appelée « esquisse » est disponible en annexe F.

8.3. Emprunt au Rwanda

Aucune demande officielle n'a été formulée auprès de banques rwandaises, mais il apparaît que le taux d'intérêt des emprunts commence autour de 8%.

8.4. Recherches de fonds en Suisse

Il existe une fondation en Suisse susceptible de montrer un intérêt pour ce projet.

Le SECO Start-Up Found finance des projets de développement durable et de production d'énergie dans le monde entier. Il octroie des prêts jusqu'à 50% des frais d'investissement jusqu'à concurrence de 500'000 CHF à des taux préférentiels. Le prêt est à rembourser en 5 ans. Ces prêts s'adressent en priorité à des pays prioritaires dont le Rwanda ne fait pas partie. Néanmoins, ils sont ouverts à toute demande répondant à leurs critères.

Il existe également la banque alternative suisse (BAS) qui a fait des investissements dans les énergies renouvelables son fer de lance. Cela représente également une bonne possibilité de débloquer ces actifs manquants.

9. Calendrier du projet

Une centrale de 4 MW visitée avec les professeurs de l'IIRC a été réalisée en une année et huit mois. Tout était à construire pour ce projet et près d'une année a été consacrée aux travaux de génie civil. En se basant sur ces informations, le projet nous concernant a de bonnes chances d'être implanté en maximum une année.

Si un partenaire privé rwandais est trouvé durant la fin de l'année 2018, l'étude de faisabilité détaillée, les démarches administratives et la recherche de fonds peuvent être réalisées dans le courant de 2019. Une mise en service fin 2020 – début 2021 paraît possible.

10. Conclusion

Les emplacements propices à la construction de centrales de turbinage identifiés en 2016 ne sont plus d'actualité à cause d'événements climatiques extrêmes et de leur accessibilité. Néanmoins, un nouvel emplacement a été identifié de l'autre côté de la colline du village de Rusebeya.

Les aménagements actuellement utilisés pour l'irrigation (le canal d'irrigation et le bassin de stockage) peuvent être utilisés pour ce projet. Cela demande de réhabiliter la prise d'eau sous la chute détruite par des éboulements et de sécuriser le périmètre.

La chute nette est de 121m, pour une chute brute de 125m. Le débit de dimensionnement est de 0,25 m³/s. La puissance électrique prévue est alors de 267 kW. La production annuelle est estimée à 1.28 GWh.

Une offre sérieuse a été proposée par la société autrichienne *Gugler* pour la livraison de tout le système hydromécanique, ainsi que des armoires de protection et de commande et du transformateur de puissance de 300 kW.

Il est prévu de raccorder la centrale au réseau national moyenne tension (30 kV) à six kilomètres du point de production. Environ deux kilomètres de réseau basse tension est prévu d'être construit dans le village. Le village sera alimenté par un transformateur de distribution de 100 kVA, et un centre médical/bureau de secteur, à deux kilomètres, par un transformateur de 50 kVA.

Les montant de l'investissement se monte à 830'000 \$ si le réseau électrique est prise en charge par le gouvernement, et 990'000 \$ s'il est à la charge du projet. L'OPEX est de 24'000 \$ par an. Le projet présente un temps de retour sur investissement de respectivement 5,6 et 6,6 ans. Les VAN respectives sur 20 ans sont de 548'000\$ et 657'000 \$.

Les partenaires du projets seront l'entreprise privée qui portera ce projet, la HES-SO, l'IPRC-Karongi et la coopérative paysanne du village de Rusebeya. La fondation REPIC peut potentiellement financer le projet jusqu'à hauteur de 150'000 CHF. Il est conseillé que le reste du financement soit emprunté en Suisse.

Enormément de Rwandais vivant près de la chute d'eau Ndaba attendent la réalisation de ce projet avec impatience. J'espère que leurs attentes ne resteront pas sans réponse. Ce projet a toutes les qualités pour être mené à bien, le plus important étant de trouver un partenaire privé rwandais motivé.

Bibliographie

- [1] World Meteorological Organization, *Manual of stream gauging*, n° 1044, p. 78
- [2] C. Ardüser – L. Karcheter, *Civil works for micro hydro power units*, 2009, p.106
- [3] RURA, *The Rwanda Grid Code*, janvier 2012
- [4] REG, *Reticulation standards for electricity distribution planning, construction and maintenance*, juillet 2018
- [5] CANTON DU VALAIS, M. Dubas – Y. Pigueron, *Guide pour l'étude sommaire de petites centrales hydrauliques*, octobre 2009

Annexes

Annexe A – Offre matériel hydromécanique et électrique *Gugler*



**Budgetary Offer for
Ndaba
Hydro Power Project, Rwanda
Pelton Turbine with Drum Casing**



Bank: BAWAG Linz - BLZ: 14000 - Konto-Nr.: 46710-002-711 - IBAN: AT701400046710002711 - Swift-BIC: BAWAATWW
Sitz der Gesellschaft: Goldwörth - Landesgericht Linz FN 266501p - UID Nr. ATU61929444

**GUGLER Water Turbines GmbH**

Gewerbeweg 3
A-4102 Goldwörth - AUSTRIA

tel: 0043-7234-83 90 2
fax: 0043-7234-83 90 2-20

email: info@gugler.com
www.gugler.com

Subject:	Budgetary Offer For Pelton Turbine with Drum casing
Customer:	HES-SO – IPRC West Partnership Mr. Armand Fardel
Date of Offer:	08.08.2018
Contact GUGLER:	Mr. Horst Frisch Sales Manager Tel.: +43 7234 83902-63 Fax.: +43 7234 83902 20 E-Mail: h.frisch@gugler.com Internet: www.gugler.com



Dear Sirs:

Many thanks for your esteemed invitation to quote for the equipment for the **Ndaba Hydro Power Project** in Rwanda. We are pleased to submit our offer enclosed.

We would like to highlight the following important points:

1. We manufacture and supply Kaplan, Francis and Pelton turbines.
2. The performance values of our turbines are contractually guaranteed and not just an indicative value
3. We can supply the entire electric control & protection systems, switchyard and transformers, as well as hydraulic steel structures on a turnkey project basis.
4. We have almost 100 years of experience and have built more than 1,000 turbines worldwide - this experience bases on the high-quality European standard of engineering, design, and manufacturing.
5. We have already realized projects in Rwanda in the last years – see our reference list – and can count on a local partner company to provide local support during the project construction phase, but also after taking over of the plant by the client.
6. The runners for Francis and Pelton turbines can be machined out of a forged stainless-steel mono block.
7. Casings and suction tubes are hot dip galvanised or ZINGA coated.
8. Direct contact with the owners of Gugler company ensures quick decision making and short ways.

We hope that our offer meets your expectations and are looking forward to receiving your feedback.

With best regards,

Horst Frisch



A. SCOPE OF SUPPLY AND SERVICES

1. TECHNICAL SPECIFICATION OF MACHINERY

- 1.1 **GUGLER PELTON TURBINE PT 152v-3**, three jets, runner mounted on the overhung vertical generator shaft; nozzle valve adjustment by means of hydraulic actuators, regulated jet deflector together with emergency shut-down device; nozzle tubes, housing and intake pipe as connection to the penstock made of steel, designed for the following data:

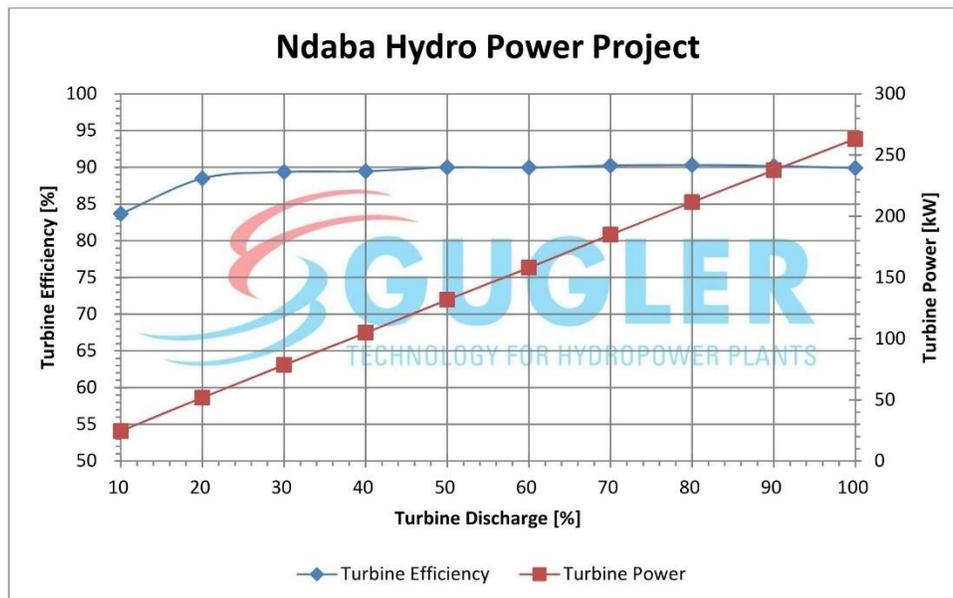
Technical data:			
Units	pc.	1	
Net head	H_N	120,0	m
Nominal Discharge	Q_A	0,25	m ³ /s
Nominal Turbine output	P_T	264	kW
Turbine speed	n_1	1000	rpm
Runaway speed	n_D	1800	rpm
Jet circle diameter	D_1	441	mm
Runner outer diameter		588	mm
Width of buckets:	B_2	152	mm
Number of buckets:	z	18	
Number of nozzles	-	3	
Materials of the turbine parts:			
Turbine casing		S355J2+N	
Turbine frame		S355J2+N	
Runner		X3CrNiMo13-4	
Shaft		only Generator shaft	
Turbine bearings		only Generator bearings	
Nozzle tubes		S355J2+N	
Nozzle ends		1.4317	
Needles		1.4021	
Needle bars		1.4305	
Turbine colour		RAL 5021	

Only the data points 20 % to 100 % of the following output and efficiency tabulation are relevant for the guarantee.



Turbine Discharge	Turbine Discharge	Net Head	Turbine Efficiency	Turbine Power
Q	Q	H_n	η_T	P_T
%	m^3/s	m	%	kW
10,0	0,03	120,0	83,7	24,5
20,0	0,05	120,0	88,5	51,8
30,0	0,08	120,0	89,4	78,5
40,0	0,10	120,0	89,5	104,8
50,0	0,13	120,0	90,0	131,7
60,0	0,15	120,0	90,0	158,0
70,0	0,18	120,0	90,2	184,9
80,0	0,20	120,0	90,3	211,5
90,0	0,23	120,0	90,2	237,6
100,0	0,25	120,0	89,9	263,2

Acceleration due to gravity	g	m/s^2	9,77
Density of water	ρ_{water}	kg/m^3	998,20





TECHNICAL SPECIFICATION

Turbine casing:

Steel S 355J2+N, welded; hot-dip galvanized or ZINGA coated; consisting of one piece double walled housing with connecting flange for the generator, intake pipe with connecting flange and pressure manometer, control and maintenance openings in the region of the nozzles; all connecting and sealing surfaces are machined. Painted colour of Turbine: RAL5021

Connecting pipe:

S355J2+N steel pipe with DN 300, PN 16, approx. 1m length, hot-dip galvanised or ZINGA coated, on the outlet side in flange design, installed on the flange of the turbine inlet valve, inlet end ready to be welded with the penstock pipe, connecting and seal surfaces are machined; connecting pipe must be pressure tested with the penstock pipe by the client. Including connections for penstock drainage pipe; bypass and pressure sensor.

Foundation frame:

Steel S 355J2+N, welded, for the acceptance of the turbine casing

Turbine shaft:

No separate turbine shaft – The turbine runner is directly coupled on the generator shaft

Turbine shaft bearing:

No separate turbine bearings - only generator bearings

Shaft sealing:

Splash proof centrifugal rings are mounted on the generator shaft

Runner:

Pelton runner made of low wear chrome nickel steel X3CrNiMo 13-4, fine machined from a monoblock raw material and polished; mounted on the generator shaft by means of a clamping set connection.

Nozzle tubes:

Tubes, bends and flanges are made of steel S 355J2+N, hot-dip galvanized; connecting and sealing surfaces are mechanically worked; one-sided longitudinally arranged needle bar guide bush

Nozzle ends:

Stainless steel 1.4317, hardened wearing rings 1.4021, changeable

Needles:

Stainless steel 1.4021, hardened, changeable

**Needle bars:**

Stainless steel 1.4305, sealed twice by means of sealing rings; mounted in maintenance-free slide bearing bushes

Needle adjustment:

Double acting hydraulic cylinder, whereby each can be singly regulated, incl. feed-back linear distance measuring sensor.

Jet deflector:

Mounted in maintenance free bearing bushes in the turbine casing; jet deflectors are fixed on overhung shafts with changeable, hardened edges; the levers of each jet deflector are connected with bars and adjusted in common by means of an hydraulic actuator; emergency shutdown by means of a hydraulic cylinder.

Corrosion protection:

If it is technically possible, the turbine will be hot dip galvanized. This mainly depends on size, since hot dip galvanizing is limited by the size of available zinc baths. Turbines which are too large for hot dip galvanization will be treated with ZINGA film galvanizing system.

This is a special paint with very high solid zinc content providing corrosion protection comparable to hot dip galvanizing.

Hot-dip galvanised surfaces in contact with water:

Zinc Coating 120-160µm

Hot dip galvanized surfaces in contact with air & condensating water:

Lubercryl 1K AA01: 30 µm DFT

Lubercryl 2K HS AS80: 70 µm DFT

Total: 100 µm DFT

Surfaces in contact with water:

Aquazinga: 80 µm DFT

Mist coat of Zingaceram ZM EP MIO HS: 25 µm DFT

Zingaceram ZM EP MIO HS: 120 µm DFT

Zingaceram ZM EP MIO HS: 120 µm DFT

Total: 345 µm DFT

Surfaces in contact with air & condensating water:

Zinga: 60 µm DFT

Mist coat of Zingalufer: 25 µm DFT

Zingalufer: 55 µm DFT

Lubercryl 2K HS AS80: 100 µm DFT

Total: 240 µm DFT





Supporting surfaces:

Priming coat (Zinga or Aquazinga) as used in adjacent areas

Machined and functional surfaces:

Temporary conservation with Tectyl 506 EH or similar

Stainless material:

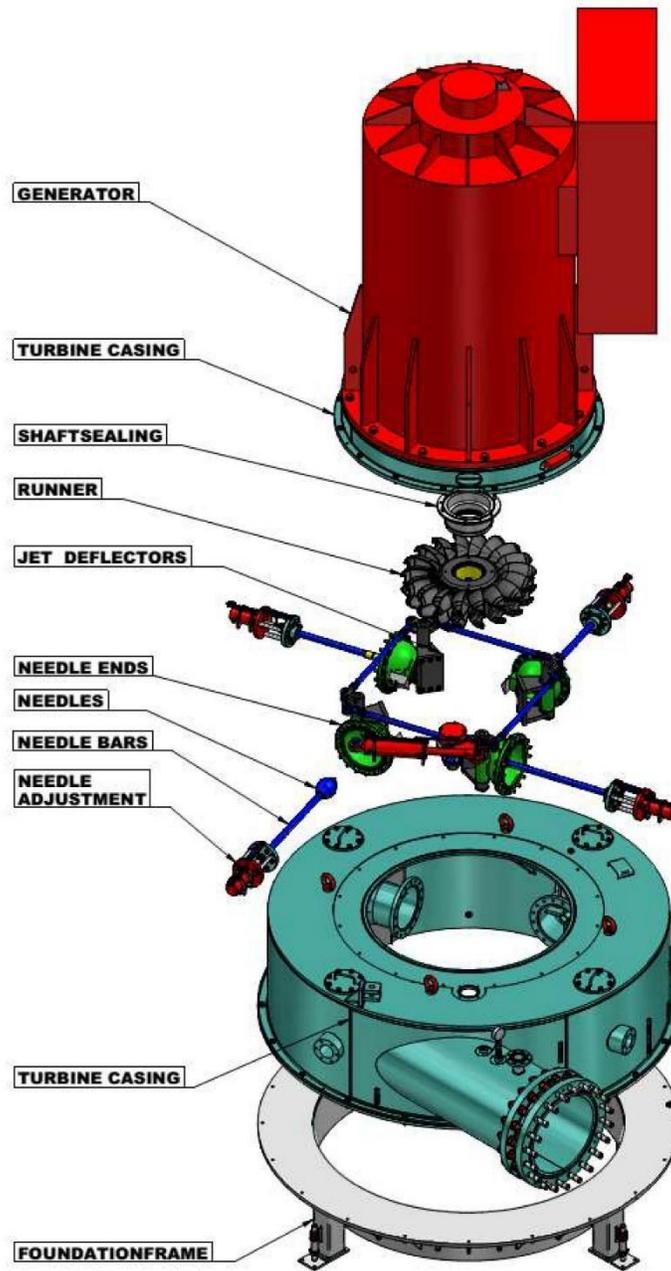
Usually no additional coating. In some cases, the same system as for hot dip galvanized surfaces may be used for aesthetic reasons.

Surfaces to be embedded in concrete:

no treatment

No treatment.

Protection caps and railings for pits, pulleys, disc flywheels, rotating parts etc. are not included within the scope of supply



Symbolic picture with 4 nozzles



1.2 THREE-PHASE SYNCHRONOUS GENERATOR

Brushless synchronous alternator with built-in self-exciter machine, regulation system, in brushless design, self-regulated, self-ventilated, roller bearings.

Units	pc.	1
Make		Western European
Generator output	kVA	290
Generator voltage	V	400
Power factor	-	0,9
Ambient temperature	°C	40
Altitude max.	m	1930
Connection	-	Star
Voltage regulation accuracy	%	+/- 1
Voltage adjusting range	%	+/- 10
Generator speed	rpm	1000
Overspeed (max. 10 min)	rpm	1800
Frequency	Hz	50
Insulation class / Temperature rise class	-	F / B or H / F
Protection	-	IP23
Cooling	-	IC01
Type	-	V1
Bearing type	-	roller bearing
Bearing life time	h	Min. 100.000
Automatic voltage regulator	-	Digital
Specification standard	-	IEC 60034
Shaft rotation	-	optional
Phase sequence	-	right
Cable outlet	-	optional
Painting	-	RAL 3000

Accessories:

- Automatic voltage regulator Basler DECS 150 or similar
- Anti-condensation heater
- Temperature sensor PT 100 in stator winding, 2 pcs. per phase
- Temperature sensor PT 100 in bearing, 1 pc. DE and 1 pc. NDE side
- Bearing lifetime designed for >100.000 hours
- Regreasing nipples extended DE & NDE side with grease box on each side
- Manual regreasing device
- Terminal box with cable outlet with blind cover (Aluminium)
- CTs and VTs for measurement and protection
- Speed sensing with toothed wheel and sensor
- Reinforced bearings and covers for additional loads
- Reinforced and extended shaft end for additional radial forces, suitable for the direct mounting of the Pelton runner



Generator efficiencies:

Load	Power factor $\cos \phi = 0,9$	Power factor $\cos \phi = 1$
100%	94,7%	95,6%
75%	95,0%	95,9%
50%	94,8%	95,7%
25%	92,7%	93,7%

Preliminary, depending on chosen generator supplier

Test run:

the following not witnessed tests are included:

- ⇒ No-load characteristic
- ⇒ Short circuit characteristic
- ⇒ Heating test - resistance method
- ⇒ High Voltage test
- ⇒ Centrifugal test 2 min
- ⇒ Insulation measuring
- ⇒ Adjusting of voltage and p.f. regulator

Documentation, consisting of 2 sets (English):

- ⇒ Instruction manual incl. wiring diagrams
- ⇒ List of spare parts
- ⇒ Test certificates
- ⇒ Alternator dimension drawing

1.2.1 OPTION: Automatic Regreasing Device LINCOLN QLS 401

24 VDC, with electronic monitoring of grease level and grease flow.
Including failure monitoring.
Interval and quantity of automatic greasing adjustable.





1.3 BUTTERFLY-VALVE

Units	pc.	1
Make		European
Type of valve	-	Butterfly valve
Diameter (DN)	mm	300
Pressure (PN)	bar	16
Design	-	double flanged, double eccentric, optimized profile
Face to face	-	EN 558-1 Series 14 (DIN 3202 F4)
Flanges	-	EN 1092-1 or 2
Body and Disc		welded design or casted design (EN 1563)
Sealing ring		EPDM rubber or NBR rubber
Shaft		stainless steel
Body seat		stainless steel
Retaining ring		stainless steel or carbon steel
Internal fixings		A2 stainless steel
Bearing bush		Bronze and Delrin or PTFE
Limit switch	pcs.	2
Opening		hydraulic cylinder
Closing		counterweight
Opening time	s	20-120
Closing time	s	20-120
hydrostatic tests	bar	1,5x PN body strength test 1,1x PN leakage test According to EN 12266-1
Coating	µm	Two layers with Epoxy, RAL 5021, min.250 µm Hydraulic, hydraulic support and counterweight RAL 3000 (red)
By-pass	pc.	1 Complete assembled, consisting of pipes, one manual and one electrical valve
Dismantling Flange		included



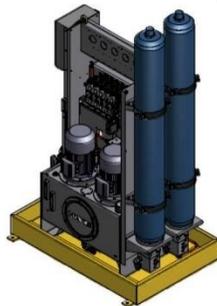
1.4 HYDRAULIC UNIT

The hydraulic power unit is used for the adjustment of the actuators of the Pelton turbine and for the main inlet valve.

In compact structural shape for the erection on the ground nearby the turbine. The operating pressure will be worked off from the pressure accumulator until the minimum pressure is reached. Only when an underflow of the adjusted minimum pressure takes place, the pressure accumulator will be refilled by a pump. An actuation of the hydraulic cylinder for the maintenance of the plant during no-grid conditions is possible by means of a hand-pump.

Units	pc.	1
Make		Hainzl, Hawe or Bosch Rexroth / Austria
Type	-	Hydraulic power unit
Medium oil		mineral oil ISO VG32
Operating temperature		35°C - 50°C
Ambient temperature		-10°C – 40°C
Operating pressure	bar	70 - 250
Motor voltage	V	400V / 50Hz
Valve voltage	V	24 VDC
Proportional signals	mA	4-20mA
Main parts:		
Proportional valve		
Directional control valve		
One-way restrictor		
Double check valve		
Gear pump		
Three phase motor		
Hand pump		
Bladder accumulator		
Memory safety block		
Oil tank with filler necks and oil-level indicator		
Pressure relief valve		
Temperature switch		
Pressure switch		
Gas - Refilling device for pressure accumulator		
Hydraulic pipes		hot-dip galvanized

The unit is ready for operation and lacquered, with connections for the hydraulic piping, the hydraulic pipes itself in the length required up to the inlet valve and turbine as well as the first oil filling.





1.5 DOCUMENTATION

In English language, consisting of:

1. Installation drawings
2. General assembly drawings
3. Sub assembly drawing and necessary details
4. Schematic wiring diagrams
5. Spare part lists for all delivered equipment
6. Manuals for operation & maintenance

1.6 SPECIAL TOOLS

1 Set pumps and installation devices for mounting and demounting of the runner onto and from the turbine shaft; consisting of 1 high pressure pump, 1 hydraulic pump, 1 hollow plunger cylinder and accessories like flange, threaded spindle and hoses.

1.7 OPTION: Recommended Spare Parts

Recommended spare parts for operation and maintenance of the hydro generating unit and its auxiliaries:

- Turbine: sensors, seals (excl. mechanical face seal)
- Generator: sensors, seals, rotating diodes (excl. bearings and AVR)
- HPU: sensors, seals, valves, filters, pump
- Main valve: sensors, seals

A final list will be provided upon completion of detail engineering.

In addition, it is recommended to stock the following items (if applicable) since in case of damage these may cause extended downtimes of the plant due to long delivery times (8 to 12 weeks).

- Automatic voltage regulator
- Spare sealing surfaces for mechanical face seal
- Set of bearing pads

Final specifications will be provided upon completion of detail engineering.

The prices for recommended spare parts are only valid when shipped together with the main equipment.

If the spare parts are listed optionally, they must be ordered not later than 3 months after signature of the contract for the offer to remain valid.

If the spare parts are ordered at a later date, prices have to be revised and transport has to be charged separately.



2. SPECIFICATION OF THE CONTROL AND ELECTRICAL EQUIPMENT

The entire proposed system is based on PLC system and consists of:

- GENERATOR CONTROL AND PROTECTION SYSTEM
- LOW VOLTAGE GENERATOR SYSTEM
- SCADA
- AUXILIARY SUPPLY SYSTEM
- WATER LEVEL MEASUREMENT
- MEDIUM VOLTAGE SYSTEM AND TRANSFORMER

2.1 GENERATOR CONTROL AND PROTECTION SYSTEM

The main function of the generator control and protection cubicle is to control and monitor turbine, generator and their auxiliaries as well as the protection of the entire system. It is situated in one cubicle.

No. of cubicles: 1
 Cubicle manufacturer: ELSTEEL
 Dimension of cubicle: (600+600) x 600 x 2100 (WxDxH)

Equipment in cubicle:

Generator control and protection panel			
Equipment	pcs.	Manufacturer	
Cubicle	1	Elsteel	
PLC	CPU module	1	Siemens
	Profibus DP communication processor	1	Siemens
	Counter module	1	Siemens
	Power module	set	Siemens
	Terminal module for AUX1 supply screw connection	set	Siemens
	Digital input module; 8DI; 24 V DC	set	Siemens
	Digital output module; 8DO; 24 V DC	set	Siemens
	Analog input module; 4AI; 2 wire current signal	set	Siemens
	Analog input module; 2AI; RTD	set	Siemens
	Analog output module; 2AO; voltage/current signal	set	Siemens
	Modbus communication module	set	Siemens
	Profibus/Modbus connector	set	Siemens
	Profinet connector	set	Siemens
	Universal terminal module	set	Siemens
	Micro memory card; 64 kB	1	Siemens
Generator protection and synchronization relay	1	Stucke	
10" Touch Panel	1	Weintech	
Two system voltage meter for manual synchronization	1	Iskra	
Synchroscope for manual synchronization with output contact	1	Iskra	
Two system reed frequency meter for manual synchronization	1	Iskra	
Power Supply unit with SFB technology	2	Phoenix Contact	



Surge protection, transducers	set	Phoenix Contact
Network analyzer SENTRON PAC	1	Siemens
MCB with auxiliary contact	set	Schneider Electric
Pushbuttons, switches, emergency off switch, indicator light	set	Schneider Electric
Auxiliary relay, 24 V DC	set	Schneider Electric
Terminal block 4 mm ² and Terminal block 6 mm ²	set	Schneider Electric

Synchronization system

The synchronization system is made of automatic synchronizer, manual synchronizer with double voltmeter; double frequency meter and LED phase display. Manual synchronizer allows operator manual synchronization during test phase or in case of malfunction of automatic synchronizer.

Indicators

Instruments for guide vane position and turbine speed are mounted on cabinet's front door. On common controller cabinet front door is network analyzer for measurement/displaying generator voltage, current, real and reactive power and power factor. All this with all other relevant process quantities are displayed on operator panel.

Unit controller functions:

- Turbine governor
 - turbine opening control
 - speed control
 - power/head pond level control
- Start / stop / fast stop sequence
- Power factor / reactive power control
- Power unit monitoring (temperature, speed, oil unit)
- Control of auxiliary
- Head pond level measurement
- Alarm system with remote messaging over GSM communication (SMS)

Mode of operation:

- Manual/test mode – control of each part of turbine/generator system by operator over operator panel
- Automatic sequence mode – automatic mode with stopping between control phases. Transition from one control step to another should be allowed by operator.
- Full automatic mode – automatic control mode only by control system

Electrical protection system

Functionality	ANSI No.
• Overcurrent protection	51
• Overload Protection	49
• Unbalanced load protection	46
• Reverse Power Protection	32R
• Under excitation protection	40
• Undervoltage Protection	27
• Overvoltage Protection	59
• Frequency Protection	81
• Over excitation Protection	24
• Stator Earth Fault Protection	59N



2.2 LOW VOLTAGE GENERATOR SYSTEM

No of cubicles: 1
 Cubicle manufacturer: ELSTEEL
 Dimension: (600+400) x 600 x 2100 mm

Equipment in low voltage cubicle:

Low voltage generator cubicle		
Cubicle (600+400) x 600 x 2100 mm	1	Elsteel
3 pole surge arresters with disconnecter	1	Schneider Electric
Circuit breaker	1	Schneider Electric
Circuit breaker	1	Schneider Electric
Current transformers for protection	set	Schneider Electric
Current transformers for measurement	Set	Schneider Electric
Ammeter selector switch	1	Schneider Electric
Amperemeter 0-1(5)A	1	Schneider Electric
Voltmeter selector switch	1	Schneider Electric
Voltmeter 0-700V	1	Schneider Electric
Voltage transformer 400/100V	6	Elektrosklop
Cable clamps, terminal block 35-4 mm ²	cmpl	Phoenix Contact

2.3 SCADA SYSTEM

The proposed SCADA system will be installed on Operator Station in Control Room and allows the operator to control and monitor all parts of control system in automatic and automatic sequence mode. All necessary information (alarms, process values, ...) will be stored in logs or archives. Link between SCADA and control system is based on Ethernet plant station bus.

Control room		
Equipment	pcs.	Manufacturer
PC	1	HP
Monitor (19" colour, TFT)	1	HP
Printer (A4 Laser Jet)	1	HP
SYSTEMSOFTWARE	1	Siemens
Application software for SCADA system	set	SINTAKSA
UPS	1	Schneider Electric



2.4 AUXILIARY SUPPLY SYSTEM

No of cubicles: 1
 Cubicle manufacturer: ELSTEEL
 Dimension: 800 x 600 x 2100 mm

Equipment in auxiliary supply cubicles:

Auxiliary supply cubicle		
Equipment	pcs.	Manufacturer
Cubicle 800 x 600 x 2100 mm	1	Elsteel
3 pole surge arrester with disconnector	1	Schneider Electric
Current transformers 75/1(5)A	3	Schneider Electric
Ammeter selector switch	1	Schneider Electric
Amperemeter 0-100A	1	Schneider Electric
Voltmeter selector switch	1	Schneider Electric
Voltmeter 0-500V	1	Schneider Electric
DC amperemeter	1	Iskra
DC voltmeter	1	Iskra
Fuse switch disconnector 40A	1	Schneider Electric
3 pole MCB C60N with auxiliary contact	5	Schneider Electric
1 pole MCB C60N with auxiliary contact	6	Schneider Electric
2 pole MCB C32H-DC with auxiliary contact	6	Schneider Electric
Diode module EMG22-DIO7P	1	Phoenix Contact
Motor circuit breaker GV2; 5 kW with auxiliary contact	3	Schneider Electric
Motor contactor Tesys D	3	Schneider Electric
Rectifier 220V/40A	1	EL-UR
Battery supervision module BNU 7	1	EL-UR
Batteries; 24 V; 80 Ah	cmpl	EXIDE
Auxiliary relay, 24 V DC	cmpl	Schneider Electric
Terminal block 35-4 mm ²	cmpl	Phoenix Contact

Note: Whole AC and DC system will be defined during detail design

2.5 WATER LEVEL MEASUREMENT

Equipment	pcs
Water level measuring transmitter Measuring range 0 – 4 m Supply 24 VDC Output 4 – 20 mA	1
Surge arrester	1



2.6 MEDIUM VOLTAGE SYSTEM AND TRANSFORMER

- Medium voltage switchgear Schneider 30 kV in the following configuration:
 - Power transformer feeder – with disconnecter
 - Measurement feeder
 - Outgoing feeder
- Power transformer 30/0,4kV

Technical data:

Oil type transformer	
Rated power:	300 kVA
Rated primary voltage:	30 kV
Voltage regulation on primary side:	+/- 2x2,5%
Rated secondary voltage:	0,4 kV
Rated frequency:	50 Hz
Altitude installation	1930 m

2.7 EXCLUSIONS

The following is a non-exclusive list of exclusions of the offered electrical scope of supply and services:

- Administrative works with local authorities
- Any Editor Software license
- Foundation grounding material that is encased in concrete
- House and fitting material (e.g. lamps, switches, sockets, etc.)
- Covers for transformers and cable ducts
- Cable building penetrations
- Fire protection material (wall penetrations)
- Substation
- Power or signal cables between Intake and Power house
- Control of the intake (eg. gates, rake, etc.)
- Commercial metering
- Transformer box equipment (ventilation, oil coating, etc.)
- Network or signal connection to the local grid supplier



3. FREIGHT CHARGES

Costs for freight and packing CIF Mombasa Seaport, Kenia, according to Incoterms 2010.
The client is responsible for importation and transportation to site in Rwanda.

4. SUPERVISION OF INSTALLATION & COMMISSIONING incl. TRAINING

Seller will provide Supervision of installation, testing and commission of supplied equipment. Seller will send one mechanical and one electrical supervisor for the installation and two commissioning engineers for the commissioning of the equipment and will provide the necessary special tools for the installation.

It is assumed that the Seller's personnel can use the sanitary facilities provided by the Civil Contractor /Employer.

The installation and assembling at site shall start upon following conditions:

- Receipt of undamaged equipment at site.
- Total erection of civil works is done as per drawings set.
- Power house crane in operation.
- Energy supply as line charged.
- Availability of water in the river (full or part flow down to 50 % of the design flow for one turbine)

Testing of the equipment shall be in accordance to the test program to be agreed with Employer. Routine tests for generator and electrical equipment are included. However, type tests to be agreed upon with Employer may be carried out and can be offered at additional costs.

Training of operating and maintenance personnel will take place during installation, testing and commissioning of the equipment by Seller' supervisors. The scope of the training will allow the operation and maintenance personnel to operate and maintain the equipment.

All these works are foreseen to be performed for all units at the same time or one after the other, without time interruption.

Commissioning of the equipment will be completed with a 24 hours test run to test and adjust the equipment. Afterwards equipment shall be ready for commercial operation and shall be taken over provisionally by Employer and a Provisional Certificate of Commissioning shall be issued and signed.

**Expected man days**

Equipment	Item A.	No. of planned days
Turbine	1.1	6
Synchronous generator	1.2	3
Butterfly valve (Turbine Inlet valve)	1.3	2
Hydraulic Power Unit	1.4	3
Supervision of Electrical Installation	2.	10
Commissioning		10
Travelling time		6
Flight ticket and free transfers from Linz (Austria) - installation site - Linz		

40

Training: The training of the client's staff will be done as part of the commissioning. Any costs for the client's staff (salaries, accommodation, etc.) is not part of this offer.

The equipment and devices for all lifting operations (including unloading and installation) has to be provided by the client.

Note: Actual man-days consumed will be charged at following rate:

1 day rate for an mechanical engineer	European Euro (EUR)	980,00
1 day rate for an electrical engineer	European Euro (EUR)	990,00
1 day rate for an commissioning engineer	European Euro (EUR)	1150,00
1 day rate for an generator engineer	European Unit (EUR)	1250,00

The day rates are based on an actual working day of eight hours for five days a week, from Monday through Friday. For every hour overtime, if the working period exceeds the eight hours working day, a 50 % surcharge will be applied. For every hour overtime on Saturdays, Sundays and Holidays a 100 % surcharge will be applied.

The above-mentioned rates include all labour costs. Travelling time is to be regarded as working time. Travelling costs for air tickets, train, bus or rent car and accommodation costs will be accounted for according to the actual expenses accrued supported by vouchers and documentary evidence.



B. PRICES

PRICE SCHEDULE - Equipment				
Item	Description	Quantity no.	Total Price EUR	
1.1	GUGLER Pelton Turbine	1		
1.2	Synchronous Generator	1		
1.3	Butterfly Valve	1		
1.4	Hydraulic Unit	1		
1.5	Documentation	1		
1.6	Special Tools	1		
2.1	Generator Control and Protection System	1		
2.2	Low Voltage Generator System	1		
2.3	SCADA System	1		
2.4	Auxiliary Supply System	1		
2.5	Water Level Measurement	1		
2.6	Medium Voltage System and Transformer	1		
TOTAL PRICE for Equipment			EUR	395.400,00
Optional Items:				
1.2.1	Automatic Regreasing Device	1	4.200,00	OPTIONAL
1.7	Recommended Spare Parts	1	34.210,00	OPTIONAL

PRICE TABULATION				
1. & 2.	EQUIPMENT		EUR	395.400,00
3.	TRANSPORT & PACKING		EUR	20.000,00
4.	SUPERVISION OF INSTALLATION & COMMISSIONING		EUR	44.600,00
TOTAL PRICE			EUR	460.000,00



C. TERMS OF PAYMENT

Our standard terms of payment are as indicated below. However, we are ready to discuss any other acceptable payment conditions, especially when a financing institution is involved.

25 % of Total Contract Price shall be paid in advance at sight against presentation of the following documents:

- Down Payment Invoice stating 25 % of the Total Contract Price

For 75 % of the Total Contract Price an irrevocable and confirmed Letter of Credit shall be opened and confirmed by an Austrian Bank in favor of GUGLER Water Turbines GmbH within one month after contract signature. For this GUGLER Water Turbines GmbH will submit a draft of an L/C.

Payment through L/C shall be as follows:

25 % of Total Contract Price shall be paid 4 months after signature of contract against the following documents:

- Commercial Invoice stating 25 % of the Total Contract Price
- Receipt of delivery of courier, confirming dispatch of turbine design (general arrangement drawings, assembly and subassembly drawings)

45 % of Total Contract Price shall be paid at sight on delivery against presentation of the following documents:

- Commercial Invoice stating 45 % of the Total Contract Price
- Packing List
- Bill of Lading

5 % of Total Contract Price shall be paid at sight against presentation of:

- Commissioning Certificate or Provisional Certificate of Commissioning according to paragraph 8. ("Installation and Commissioning") and 10. ("Official Acceptance") of the Contract Conditions signed by the Seller and the Buyer
- Commercial Invoice

In case installation and/or commissioning of the equipment cannot be finished within three months from the date of last freight document (Bill of Lading) due to reasons beyond the seller's responsibility, the final payment of the Contract Price automatically becomes due and shall be paid against presentation of the final invoice only at latest three months from date of last delivery.

If any additional works are necessary at site these shall be paid immediately after successful commissioning against presentation of the Invoice.

The amounts of the payments are to be transferred immediately as the full amounts stated in the invoices without deduction of any fees. The Buyer will assume all bank fees regarding the opening and confirmation of the Letter of Credit as well as bank transfer fees.



D. GENERAL CONTRACT CONDITIONS

1. SCOPE OF SUPPLY

The scope of supply is limited to Seller's scope mentioned in this Contract. Supplies and performances shall be strictly in accordance to the conditions and descriptions specified in present technical specifications and general terms of contract. The scope of supply includes generally design, engineering, fabrication, factory acceptance tests, delivery CIF seaport, supervision of installation, commissioning and training of personnel.

2. QUALITY CONTROL - INSPECTION, TESTING AND TRAINING

Quality control, inspection and testing during the manufacturing, erection and prior to the commissioning of the plant, will be mandatory. The Seller will carry out inspection and control of technical specification, designed parameters throughout the manufacturing of the equipment. Before dispatch, the equipment will be examined by the Seller and sent only after successfully passing the tests.

The following procedure will be applicable:

During the manufacturing:

The Seller shall carry out the quality control and the examination in accordance with the Seller's quality control practice and the quality control program.

During the erection / commissioning:

The Seller shall furnish the Buyer with the usual erection and installation instructions and the relevant drawings in order to be able to inspect the shipment. The Seller will provide the training of the staff which will be operating and maintaining the plant during installation and commissioning. Training will be executed in English language.

Standards:

All supplied equipment is designed and manufactured based on ISO and IEC standards. The Electrical Equipment will be designed and manufactured according to the relevant IEC standards. If there are any special local laws or operational requirements (technical conditions of the energy delivery contract, grid codes, grid topology, protection parameters etc.) Seller must be notified as early as possible such that these issues can be discussed, and the equipment specifications can be adapted accordingly.

If this is not the case, Seller cannot assume any responsibility for any technical or organizational problems during commissioning, neither can Seller accept any cost arising from changes necessary to the equipment to fulfil local regulations.

3. TERMS OF DELIVERY

CIF Mombasa Seaport, Kenia, excluding duty and taxes. The delivery will be carried out according to the Incoterms (latest issue). Partial deliveries are permitted.



4. TIME OF DELIVERY

A detailed time table for the delivery will be co-ordinated with the Buyer.

- Delivery of general arrangement drawings with estimated weights, forces and dimensions required for civil design of power house: 8 weeks after receipt of down payment.
- Equipment: Ready for dispatch 9 months after receipt of the Down Payment and opening of a workable L/C for the agreed amount within one month after contract signature. In case L/C opening will be delayed the delivery time will be extended to the same extent the delay occurs. If the L/C opening is delayed more than two months after contract signature the Seller has the right to stop the performance and terminate the contract. If a shorter delivery time is required, we are glad to check with generator supplier if this is possible.
- Time for transport up to CIF Mombasa seaport: approx. 7 weeks
- Works at site like assembling, installation and adjustment for the concrete works and commissioning: Start within 4 weeks after the Buyer's written notification of when installation can begin.

The installation and assembling at site shall start upon following conditions:

- Receipt of undamaged equipment at site.
- Total erection of civil works is done as per drawings set.
- Appropriate crane in ready for operation and working environment at site is clean.
- Energy supply as line charged.
- Availability of water in the river (full or part flow down to 50 % of the design flow for one turbine)

In case of unforeseeable circumstances or circumstances outside of the control of Seller and its suppliers, such as all cases of force majeure, which impede compliance with the agreed period of delivery, the latter shall be extended in any case for the duration of such circumstances; these include in particular armed conflicts, official interventions and prohibitions, delays in transport and customs clearance, damages in transit, shortage of energy and raw materials, labour disputes, defective goods of a larger or important piece of work, default on performance by a major sub-supplier or sub-contractor.

Liquidated damages: In case the equipment will be not delivered within the time period agreed in clause 4 for reasons solely attributable to Seller, Seller shall pay an amount of 1 % (one percent) of the Total Contract Price per every full week of delay, but limited to an amount of maximum of 5 % (five percent) of the Total Contract Price as liquidated damages for delay. In case the delay in the delivery of equipment will not cause additional costs or delays in the overall time schedule, no penalty shall be applied.

5. WEIGHTS

The weights of the equipment and the shipment will be confirmed after the detail design work is done. Any indication of weight is not binding until release of the final installation plans. The heaviest weight indicated forms the basis for the dimensioning of the temporary hoists and the cranes necessary for unloading, heaving of the equipment into the relevant installation place and installation of the equipment.

6. TRANSPORTATION AND HOISTING

The transportation to CIF Mombasa seaport is included in the offer. The Buyer shall organize at his expense customs clearing and transportation to the site of the equipment, as well as the unloading and storage at site. The Buyer is responsible to provide and maintain proper access to the site for a 40 tons' truck. The Buyer shall provide temporary hoists and other equipment needed for the unloading of the



truck at site and the heaving of the equipment into the relevant installation place. The above activities are not included in the contract prices and are within the Buyer's responsibility.

7. EXCLUSIONS

All the conduits and civil & concreting works are not included in Seller's scope of delivery. All parts or equipment not explicitly indicated under Pos.1.Scope of Supply.

The Buyer has to provide and will be responsible for:

- Three-phase current connection with zero wire needed during the installation phase.
- Chase, base and anchoring plates in the building construction according to Seller's details.
- Empty and protective pipes, cable trays, channels and pits needed for the installation of the connecting and joining cables for the turbine, generator, governor, water level transducer, hydraulic aggregate etc.
- Signal and power cable between power house and intake.
- Lighting, lightning, firefighting and grounding systems; air conditioning.
- Metering cubicle of grid operator.
- Clean water.
- Crane with operator.
- Nitrogen for filling the pressure accumulators.
- Applications/Permissions required in relation to construction, grid connection and operation.
- Support for working visa at site.
- Office space, accommodation, sanitary rooms, first aid facility, telephone and internet at site.

8. INSTALLATION AND COMMISSIONING

The Buyer shall execute the assembly, installation, commissioning of the equipment at site under the supervision of the Seller and has to provide the required qualified craftsmen and helpers. Seller's engineers, acting as supervisor, will be present for the installation, commissioning and training. All these works are foreseen to be performed for all units at the same time or one after the other, without time interruption.

The Buyer will provide all normal hand and special tools needed to execute mechanical and electrical works. It is the Buyer's obligation to provide temporary hoists, moving slides and other necessary equipment. For the installation work it is essential to have all components supplied at the place of installation. The Buyer shall give written notification of when installation can begin. The Buyer is responsible that necessary building work is far enough advanced to permit installation to begin at the appointed time. It is indispensable that all conditions essential for the completion of the installation and commissioning works exist.

If the equipment cannot be transported to or received at the job site or if installation and commissioning cannot be completed within three months after date of freight document (Bill of Lading) for reasons beyond Seller's control and responsibility, the equipment is considered as accepted by the Buyer.

The times and costs stated under the item "Supervision for Installation and Commissioning" of the Contract are to be understood as guiding figures only which can be achieved under favourable working conditions. Should the mentioned estimated periods not be kept due to circumstances outside of Seller's control and responsibility, then the costs arising from the exceeded time will be calculated with rates mentioned under the paragraph „ Costs for Supervisors “. The costs will be accounted to the Buyer according to the actual expenditures accrued.



9. COSTS FOR SUPERVISORS

In case installation, training and commissioning at site are exceeded for reasons outside of control of Seller, the following day rates will be charged:

1 day rate for a mechanical engineer	European Unit (EUR)	980,00
1 day rate for an electrical engineer	European Unit (EUR)	990,00
1 day rate for a commissioning engineer	European Unit (EUR)	1.150,00
1 day rate for a generator engineer	European Unit (EUR)	1.250,00

The day rates are based on an actual working day of eight hours for five days a week, from Monday through Friday. For every hour overtime if the working period exceeds the eight hours working day a 50 % surcharge will be applied. For every hour overtime on Saturdays, Sundays and Holidays a 100 % surcharge will be applied.

The above-mentioned rates include all labour costs. Travelling time is to be regarded as working time. Travelling costs for air tickets, train, bus or rent car and accommodation costs will be accounted for according to the actual expenses accrued supported by vouchers and documentary evidence. Office space, sanitary rooms, telephone and internet shall be provided by Buyer.

10. OFFICIAL ACCEPTANCE

Immediately after the conclusion of the installation and commissioning the equipment has to be accepted and taken over by the Buyer if the conducted commissioning shows that the Contract is fulfilled according to the terms of the Contract.

In case the plant is ready for operation, but some minor works are pending without affecting the commercial operation of the plant, a Provisional Take-over Protocol / Provisional Acceptance Protocol shall be drawn up and signed by the parties, which will allow Buyer to operate the plant. In said Provisional Take-over Protocol / Provisional Acceptance Protocol will be mentioned the pending works and the time period Seller shall finish these minor works. Provisional Take Over is deemed upon start of commercial operation.

Once all pending works and performance tests as per Contract have been completed a Final Certificate of Commissioning/Final Acceptance Protocol has to be drawn up in which the parties confirm that the equipment complies with the conditions set forward in the Contract for final take-over, and which states from which date the equipment is taken over. The Final Certificate of Commissioning/Final Acceptance Protocol shall be issued by the supplier and signed by both parties.

If the commissioning and/or an agreed performance test cannot be carried out within three months from the date of the freight document (Bill of Lading) for reasons which lie outside of the Seller's control and responsibility e.g. lack of water, grid problems etc. the equipment has nevertheless to be approved and taken over by the Buyer and a Provisional Certificate of Commissioning / Provisional Take-over Protocol shall be drawn up and signed and pending payment shall be released. Nevertheless, Seller is obliged to perform the performance test at a later stage prior written notification by Buyer that full flow is available for the test. Any additional costs to be incurred by Seller shall be reimbursed by Buyer.

11. DOCUMENTATION

Within eight weeks after receipt of down payment the Seller will submit outline drawings of the equipment to be furnished together with estimated weights, external forces, anchoring details and overall dimensions, to facilitate preparation of the structures into which the equipment is to be incorporated.



Seller shall furnish the Buyer with the usual erection and installation instructions and the relevant drawings. All documentation will be submitted in digital form.

As final documentation, the Seller will submit operation manuals, spare part catalogues, maintenance instructions, schematic wiring diagrams, general assembly drawings and sub-assembly drawings in digital form installed on a laptop computer. No hard copies will be provided. In general, the documentation is in English language. Translations of documentation in other languages will be charged to the Buyer.

12. PRICES

Prices are expressed in EURO and to be understood as fixed prices during the duration of the contract. However, should the steel or copper price increase by more than 5% until end of validity of offer our prices will be adjusted accordingly.

13. TAXES AND BANK CHARGES

The Seller will assume all exportation taxes of material from their country of origin. The Buyer will directly assume all taxes due in his country such as material importation taxes, local taxes; custom duties, port taxes and disembarkation taxes, withholding taxes, fees for working visa and all other taxes related to the present contract. All clearing agent charges for clearing material at the port as well as documentation shall be taken care of by the Buyer. The Buyer will assume all bank fees regarding the letter of credit.

14. CHANGE OF RESPONSIBILITY

The Buyer assumes the responsibility of the goods as soon as these have been delivered according to the terms of delivery. Upon arrival of the equipment on the site, the Buyer takes all necessary measures to assure a perfect storing of the equipment and particularly with regard to theft, damages caused, for example, by inclemency, humidity and/or fire, etc. An all risk insurance policy is to be taken out by the Buyer, covering delivered material in the amount of total contract value as well as the Seller and its subcontractors under this all risk insurance including cross liability clause. The Buyer shall transmit to Seller the respective insurance certificate before start of installation.

15. LIMITATION OF LIABILITY

The Seller is liable for the fulfilment of its contractual obligations under this contract and only for damages caused by Seller either by wilful intent or gross negligence. The proof of gross negligence is incumbent on the Buyer. The Seller is obliged to maintain a public liability insurance to cover claims for damages on equipment and persons of Buyer and other third parties. Any such claims for damages are subject to a limitation of period of two years after the completion of the commissioning and the amount is limited with the public liability insurance.

Notwithstanding any other provision in this contract the liability is excluded for costs of litigation incurred by the Buyer due to indictments from third parties as well as indirect and consequential damages such as profit loss, interruption of the operation, loss of business information, loss of contracts, loss of production and/or financial losses of any kind whatsoever and whether caused by our breach of contract, tort, breach of statutory duty or otherwise howsoever. The overall liability of the Seller for liquidated damages for delay and performances is limited to the amount equivalent to 5 % of the total contract price and shall be considered as full and final compensation for delay and deficiencies in performance.



16. WARRANTY

16.1 General Warranty

All goods indicated in the scope of supply by the Seller are warranted to be new, free from defects in workmanship and materials and in conformity with the technical specifications and standards provided in the present contract. The warranty period is 24 months from the date of commissioning or 27 months from the date of readiness of shipment whichever occurs earlier. Extension of warranty period is available at additional costs and upon conclusion of a service contract.

The Buyer has to inspect immediately each delivery upon arrival to check its completeness with regard to the packing list provided and to check if these are free from obvious defects and/or transport damages. Obvious defects and damages shall be reported immediately to the Seller describing in detail the defects / damages.

The warranty applies solely to the arising faults which evidently fall under the Seller's range of responsibility. The Buyer must explain in writing technically-wise and clearly the reasons for request the application of warranty.

Excluded from this warranty are normal wear and tear, improper treatment, defects resulting from inadequate or non-compliance of the instructions in the operation and maintenance manuals, improper installation in the event that the installation has not been executed or not authorized by the Seller, use of equipment outside the design parameters, insufficient lubrication, defects in the foundation, disregard of the Seller's instructions or repairs or additions to the products by Buyer or third parties not authorised by Seller. The warranty will not apply for any circumstances outside one's control.

Any defect under this warranty shall be corrected by the Seller in the fastest possible means. The warranty and/or compensation of damages are fulfilled either by repair or replacement of the defective equipment or by granting a reasonable price reduction at Seller's choice. The warranty is limited to the repair or replacement of damaged equipment at the place where made, or to repair in place equipment proven defective and does not cover consumables such as light bulbs, fuses, oils, lubricants and filters nor all costs incurred to uninstall and/or reinstall the defective equipment as well as cost for transport and import taxes.

For repairs at site the Buyer will make the plant available at a mutually convenient time and will provide proper access to the plant. The Buyer will also provide free of charge the use of lifting equipment, station power, standard tools and helpers. All other items of equipment and materials required for the repairs shall be furnished by the Seller.

The Seller is free from executing any warranty obligations for the time where either the equipment has not been taken over with a signed Provisional or Final Certificate of Commissioning or the Contract Price has not been paid in full.

16.2 Efficiency and output guarantee

The efficiency values and the outputs, given in the technical specification are guaranteed according to the relevant IEC-Regulation 62006 "Hydraulic machines - Acceptance Tests of Small Hydroelectric Installations".

The performance of the equipment is proven by means of reading the power output at generator meter and is shown at the control system. If an additional efficiency test is to be carried out, the Buyer shall bear the cost for the test. If a third party shall be nominated to carry out the test it shall be by mutual agreement.



As per IEC-Regulation 62006, the Buyer and the Seller can agree mutually, if required, on one of the prescribed methods to measure the performance of the equipment. In case of dispute, both parties have the right to refer to the applicable clauses of the relevant IEC-Regulations. A simplified measuring method can be arranged between the Buyer and the Seller.

Maximum turbine output as stated in the technical data is guaranteed for the hydraulic conditions (net head) as defined in the output and efficiency tabulation in the contract. Turbine efficiency is guaranteed as arithmetical average efficiency for the hydraulic conditions (net head) and in the guaranteed limit range of admission as defined in the output and efficiency tabulation in the contract. Single points are not guaranteed. For double regulated Kaplan turbines, optimization of the correlation of runner and guide vanes (cam curves) must take place before any efficiency measurement can be performed.

In case of a shortfall in arithmetical average efficiency, measured by the method accepted by both parties considering a measuring uncertainty of 3 %, the Seller has the obligation and right, within the warranty period, to carry out all required and possible modifications to meet the agreed performance values. The Seller shall be released from this obligation if the Buyer has not given him opportunity to analyze and to correct the problem.

Thereafter, and if the Seller is not able to rectify the problem within six months, the Buyer has the right to demand liquidated damages of 1 % of the contract price for each percentage point of shortfall of the arithmetical average efficiency of the guaranteed limit range of admission considering a measuring uncertainty of 3 %, however not more than 50 % of the Total Contract Price.

16.3 Cavitation guarantee

The runner will be guaranteed against deterioration due to cavitation for a period of 8000 hours of operation or two years after commissioning of the turbine, whichever occurs first, as long as the runner has been operated within the designed limits.

The cavitation pitting evaluation will be made in accordance with the relevant IEC-Regulations 60609 "Cavitation pitting evaluation in hydraulic turbines, storage pumps and pump-turbines".

Erosion or damage caused by solid particles or sand and corrosion caused by aggressive chemical substances in water or by galvanic or electrolytic action do not fall in the cavitation guarantee (see Annex - Requirements for water quality)

Under this guarantee the Seller undertakes to repair the resulting damages. All areas where the depth of pitting exceeds 3 mm shall be restored to their original contours by welding with stainless steel and grinding to the damage a smooth surface equal in finish to the adjacent undamaged areas. After repairs of cavitation the Seller agrees that the pitting guarantees are renewed from the date the Buyer agrees that repairs have satisfactorily been completed. In case of local cavitation damage caused or aggravated by any contour errors, the Seller shall make the modifications necessary in the turbine parts to prevent its reoccurrence.

17. FORCE MAJEURE

Should either party be prevented wholly or in part from fulfilling any of its obligations under this contract for reasons of force majeure, such obligation shall be suspended to the extent and for as long as such obligation is affected by force majeure and the party claiming under this section shall be entitled to such an extension of time to fulfil such obligation as may be reasonably necessary in the circumstances.

Such circumstances shall be for example, but not limited to any of the following events: political insecurity, armed conflicts, strikes, lock - out, floods, fire, epidemics, earthquakes, inaccessibility to the site,



defective goods of a larger or important piece of work, default on performance by a major sub-supplier and any other phenomenon justified and agreed upon.

Circumstances outside one's control will immediately be notified by registered mail to other party. The date of receipt of said advice, which shall be confirmed by the receiving party, shall be considered the date of notification.

If after ninety (90 days) from the date of notification, the notifying party shall still be prevented, for reasons beyond its control, from performing its obligations under this contract, the parties shall consult each other with the aim to determine the further course of actions appropriate under these circumstances.

18. TERMINATION AND SUSPENSION OF CONTRACT

Termination of the contract is possible: (i) when any party substantially breach this Contract and remain in this situation after fifteen days that the other party had claimed to resolve the default, (ii) with the written mutual agreement of both parties; or (iii) foreseen by law.

Should the Buyer decide to cancel the project without fault of the Seller, the Seller shall be entitled to compensation. The Seller shall immediately stop the production upon receipt of the cancellation. In case of insolvency or impending insolvency, Seller has the right to cancel.

If the Buyer decides to suspend the works or any part thereof for a certain period, the Seller shall, upon written order by the Buyer, suspend the progress of the works or any part thereof for such period, and in such manner which he considers necessary and shall, during such suspension, properly protect and secure the work so far as it is necessary. The resulting extra costs shall be paid by the Buyer.

19. COMMUNICATION, MODIFICATIONS

Modifications to this contract and its appendixes shall only be introduced with consent and express approval in writing of both contracting parties. If modifications cause any additional cost or change in the term of delivery, both parties will discuss such matter and agree in writing the way of payment of the additional costs and the new term of delivery.

The nullity or unenforceability of any provisions of this Contract will not affect the other provisions, which shall remain in full force and effect.

Any correspondence, documents, instructions, notices and other communications in connection with this contract shall be made in English language. In case contract will be established in English and local language, the English version will prevail.

The Buyer reserves the right to visit the Seller's factory and witness any examinations as far as it is possible in the workshop. The Seller shall give due notice, approx. seven days before the execution of any examination. During the inspection and/or the examination the Buyer reserves the right to demand the replacement of the faulty materials or the improvement of the goods according to the specification, in case the goods are not in accordance with the specifications stipulated herein.

Communications shall be notified by e-mail and fax to other party to the following e-mail addresses:

Of the Seller:

a.gugler@gugler.com; which is property of Mr. Alois Gugler

Fax: +43-7234-83902-20



Of the Buyer:

.....; which is property of Mr.

The date of receipt of said e-mail and fax, which shall be confirmed by the receiving party, shall be considered the date of notification.

20. ARBITRATION

Any dispute arising from the execution of the contract shall be settled amicably by mutual agreement between the two parties. If however the parties fail to agree all disputes arising out of or about the present contract shall be finally settled under the Rules of Arbitration of the International Chamber of Commerce by one or more arbitrators appointed in accordance with said Rules and under the application of the Swiss laws. The provisions of the United Nations Convention on contracts for the international sale of goods ("The Vienna Convention") are hereby excluded from the contract. The legal venue of the arbitration will be at the Chamber of Commerce in Zurich, Switzerland. English language shall be applied for arbitration.

21. CONFIDENTIALITY AND INTELLECTUAL PROPERTY

All drawings, specifications, manufacturing data and other information furnished by Seller to Buyer pursuant to this proposal or any contract resulting from this proposal shall, at all times, remain the sole property of Seller, shall be considered for all purposes confidential proprietary information of Seller and shall be deemed to have been transmitted in confidence on the condition that the same are to be held in strict confidence by Buyer and not to be reproduced, copied or used for any purpose, other than in connection with the operation and maintenance of the equipment or goods specified herein, or for any purpose detrimental to Seller. Seller will grant a non-exclusive and non-transferable license for the use of delivered software programs. Seller shall give the right to connect remotely to the control system of the plant via internet for monitoring purposes as well as providing support in case of defects and maintenance.

22. DOCUMENT PRIORITY

If the documents in the contract contain mutually conflicting terms, the following documents shall apply in the following order:

- a. The contract document.
- b. The tender/offer.
- c. Given technical specifications.
- d. Acknowledged drawings.
- e. The invitation to tender with underlying documentation/the inquiry with underlying documentation.

23. ASSIGNMENT

Neither party shall be entitled to assign in whole or partially this contract without prior written approval by the other party.

24. COMING INTO FORCE

The contract shall come into force after its signature.



25. VALIDITY OF THE OFFER

This offer is for information only and without obligation to the Seller.

Yours sincerely,

GUGLER Water Turbines GmbH

Horst Frisch

Annex: Requirements for water quality



ANNEX - REQUIREMENTS FOR WATER QUALITY

Water Quality:

Regarding water quality, our standard choice of materials and corrosion protection products allows our turbines to operate under the following conditions without risk of accelerated corrosion:

Parameter	Unit	Value
Average value of total suspended solids (TSS, average value) depending on turbine head	mg/l	Pelton: < 1000m: < 10 mg/l < 2000m: < 5 mg/l
Particle size depending on turbine head	µm	< 20-50 m: dch = 300 < 50-100 m: dch = 250 < 100-300 m: dch = 200
pH-Value	-	5 - 9
Average water temperature	°C	<20
Oxygen saturation	%	>85
Electric conductivity	µS/cm	<300
Chloride (Cl ⁻)	mg/l	<150
Ammonia and ammonium-chloride (NH ₃ , NH ₄ Cl)	mg/l	<10
Sulfate (SO ₄ ²⁻)	mg/l	<200

GUGLER shall have no warranty obligations regarding damages due to electro chemical corrosion or abrasion which are due to water quality parameters out of the ranges mentioned above.

If any of these parameters are known to be outside of these limits (e.g. salty water or high chloride content in water networks), it is the responsibility of the Buyer to notify GUGLER and to provide the relevant information in form of water analysis reports or other documents. This will influence the choice of materials and may also have impact on the price of the equipment. A note will be made in the contract, which water parameters will be considered.

Likewise, GUGLER shall have no warranty obligations for (corrosion or erosion) damages or losses of turbine efficiency which are the result of microbial influenced corrosion (MIC), other biological infestations, water hardness or any other unexpected chemical substances not covered in the above table or the water analysis with detrimental effect on the corrosion resistance of the materials used.

Annexe B – Analyse des échantillons d'eau

Screening divers 2018.vvq. Ttes données imprimées 21.08.2018, 14:59:27

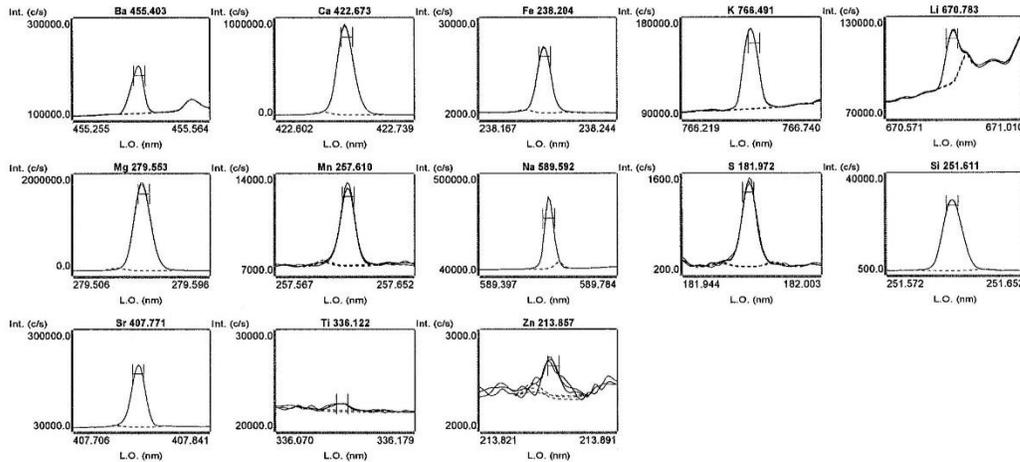
Propre 09.08.18 (Echant) 20.08.2018, 16:18:43 Plateau 1, Tube 38

Poids: 1

Volume: 1

Dilution: 1

Nom	Conc. Sol'n	Unités	SD	%RSD	Int. (c/s)	Conc Calc.
Ba 455.403	0.0462	mg/L	0.0001	0.2	74102	0.0462 mg/L
Ca 422.673	4.608	mg/L	0.0402	0.9	775895	4.608 mg/L
Fe 238.204	0.2120	mg/L	0.0020	0.9	15491	0.2120 mg/L
K 766.491	0.7211	mg/L	0.0034	0.5	58227	0.7211 mg/L
Li 670.783	0.0033	mg/L	0.0001	2.5	25265	0.0033 mg/L
Mg 279.553	1.227	mg/L	0.0147	1.2	1574454	1.227 mg/L
Mn 257.610	0.0171	mg/L	0.0006	3.8	4745	0.0171 mg/L
Na 589.592	0.7612	mg/L	0.0040	0.5	224037	0.7612 mg/L
S 181.972	1.102	mg/L	0.0235	2.1	1023	1.102 mg/L
Si 251.611	5.189	mg/L	0.0126	0.2	25339	5.189 mg/L
Sr 407.771	0.0340	mg/L	0.0000	0.1	141568	0.0340 mg/L
Ti 336.122	0.0039	mg/L	0.0005	13.4	709.9	0.0039 mg/L
Zn 213.857	0.0037	mg/L	0.0000	1.2	298.3	0.0037 mg/L



Chute 09.08.18 centr (Echant) 20.08.2018, 16:20:31 Plateau 1, Tube 39

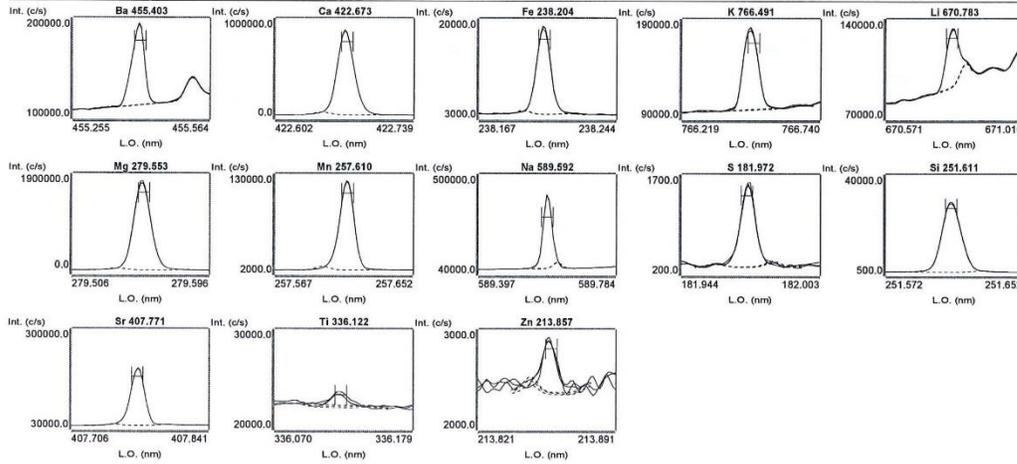
Poids: 1

Volume: 1

Dilution: 1

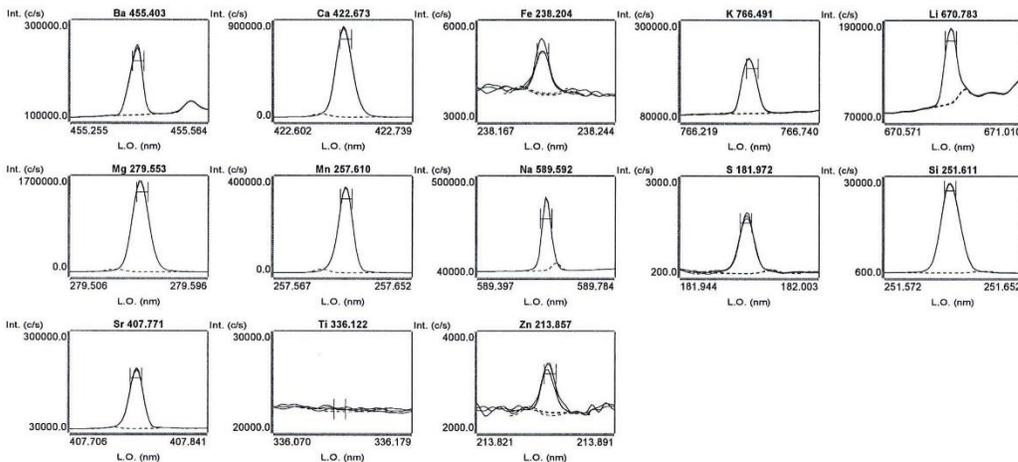
Nom	Conc. Sol'n	Unités	SD	%RSD	Int. (c/s)	Conc Calc.
Ba 455.403	0.0397	mg/L	0.0004	0.9	63755	0.0397 mg/L
Ca 422.673	4.354	mg/L	0.0216	0.5	733130	4.354 mg/L
Fe 238.204	0.1714	mg/L	0.0036	2.1	12540	0.1714 mg/L
K 766.491	0.8139	mg/L	0.0113	1.4	65635	0.8139 mg/L
Li 670.783	0.0050	mg/L	0.0002	3.2	32951	0.0050 mg/L
Mg 279.553	1.181	mg/L	0.0183	1.6	1514967	1.181 mg/L
Mn 257.610	0.3574	mg/L	0.0032	0.9	96988	0.3574 mg/L
Na 589.592	0.7806	mg/L	0.0035	0.4	229738	0.7806 mg/L
S 181.972	1.140	mg/L	0.0139	1.2	1057	1.140 mg/L
Si 251.611	5.072	mg/L	0.0576	1.1	24770	5.072 mg/L
Sr 407.771	0.0314	mg/L	0.0001	0.4	130527	0.0314 mg/L
Ti 336.122	0.0066	mg/L	0.0005	6.9	1122	0.0066 mg/L
Zn 213.857	0.0057	mg/L	0.0003	4.4	435.3	0.0057 mg/L

Screening divers 2018.vvq. Ttes données imprimées 21.08.2018, 14:59:27



Mine 09.08.18 centri (Echant) 20.08.2018, 16:22:18 Plateau 1, Tube 40
 Poids: 1 Volume: 1 Dilution: 1

Nom	Conc. Sol'n	Unités	SD	%RSD	Int. (c/s)	Conc Calc.
Ba 455.403	0.0661	mg/L	0.0021	3.1	105975	0.0661 mg/L
Ca 422.673	4.132	mg/L	0.0527	1.3	695626	4.132 mg/L
Fe 238.204	0.0152	mg/L	0.0026	16.8	1201	0.0152 mg/L
K 766.491	1.208	mg/L	0.0064	0.5	97085	1.208 mg/L
Li 670.783	0.0136	mg/L	0.0002	1.3	72646	0.0136 mg/L
Mg 279.553	1.093	mg/L	0.0091	0.8	1402645	1.093 mg/L
Mn 257.610	1.101	mg/L	0.0075	0.7	298607	1.101 mg/L
Na 589.592	0.7849	mg/L	0.0082	1.0	230999	0.7849 mg/L
S 181.972	1.519	mg/L	0.0596	3.9	1396	1.519 mg/L
Si 251.611	4.884	mg/L	0.0433	0.9	23854	4.884 mg/L
Sr 407.771	0.0325	mg/L	0.0007	2.2	135184	0.0325 mg/L
Ti 336.122	0.0003uv	mg/L	0.0004	163.0	148.2	0.0003 mg/L
Zn 213.857	0.0108	mg/L	0.0006	5.8	777.2	0.0108 mg/L



Annexe C – Compte rendu des visites de centrales

Visites 11.07 – 13.07.18

Gaseke HPP

Centrale de 500 kW avec turbine Francis inaugurée en janvier 2017. Designée par Novel Energy et construite par BFL, une entreprise indienne.

Hydraulique :

Le débit varie entre 0.4 et 1.5 m³/s. La prise d'eau dévie l'eau (100% ce jour-là) vers un dessableur de 8m de profond, 420 m³. Le canal (500m – 2.4 m de profond – 1%) en partie couvert amène à une chambre de mise en charge et une conduite forcée (Ø 750 mm en acier) d'une chute nette de 38m ($P_{\text{hydro}} = 560 \text{ kW}$). Le rendement de la turbine est compris entre 85 et 90%.

Electrique :

La génératrice synchrone (750 rpm) est excitée par une génératrice diesel au lancement, puis auto-excitée. Tension de 400 V qui mène à des cellules de protection dans le bâtiment. Le matériel hydro-mécanique est Indien.

Le gouvernement a construit le réseau (30 kV – 75 mm²) qui arrive devant la centrale. Il faut compter environ 1km = 1M RWF en main d'œuvre pour sa construction. Le poste de couplage se compose du transformateur ABB (650 kVA) – des parafoudres – transformateur de courant – disjoncteur – transformateur de tension – sectionneur – transformateur de tension – transformateur de courant – départ pour le réseau. Sur le poteau, on trouve un porte fusibles (12 A) et un sectionneur.



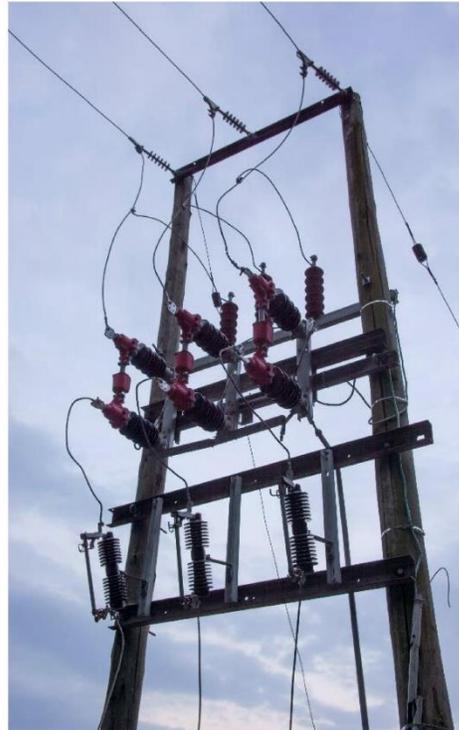
Mutobo MHP

Centrale de 200 kW anciennement construite (Fair Construction Rwanda) par le gouvernement et le UNIDO, privatisée par REPRO. Lorsqu'une centrale est privatisée, la maintenance et l'upgrading sont à la charge du privé.

Electrique :

Initialement off-grid, connectée au réseau lors de la privatisation. Lignes de 1250m – 120 mm² – 30 kV construites par Philbert et collègues aux frais du REPRO. Générateur 400V, puis transformateur 0.4 – 30 kV de 250 kVA de Chint Electric (~10'000 \$). Des coups de béliers dans la conduite forcée PVC l'ont déjà faite éclater 3 fois. Elle est maintenant en acier. Le transformateur est connecté à la ligne par un porte fusible (8A) et un sectionneur.

L'énergie annuelle produite est de 2.63 GWh. Les tableaux électriques ont coûté environ 100K\$ incluant les lignes, sans compter les 25 poteaux en bois de 12m de haut. Le projet total est estimé à 600 K\$.



Hydraulique :

Située dans la région des volcans de la chaîne des Virungas, la centrale a la chance d'utiliser de l'eau très propre, ce qui leur évite la construction d'un dessableur. Le débit est de $0.2 \text{ m}^3/\text{s}$, la hauteur de chute de 123m. La conduite forcée en acier (Enco PVT Ltd) est semi-enterrée, et mesure 350 mm de diamètre pour 220 m de long. La turbine Turgo Impulse est de fabrication chinoise et permet une plage d'utilisation entre 174 et 318 kW. Le tableau de commande est également de fabrication chinoise.

**Gicyie I**

La centrale de 4 MW est construite sur la rivière du même nom. L'eau du canal de fuite part directement dans un canal de 4km jusqu'à la prochaine centrale de 4 MW, Gicyie II. Gicyie III est actuellement en construction et générera une puissance de 7-8 MW (Plus de chute). Elles appartiennent à Rwanda Mountain Tea, une société ayant des activités dans le thé, le génie civil et l'hydraulique. Les terrains exploités pour les centrales sont stabilisés en utilisant des plans de thé et les ouvrages en béton ont été construits par leur propre entreprise.

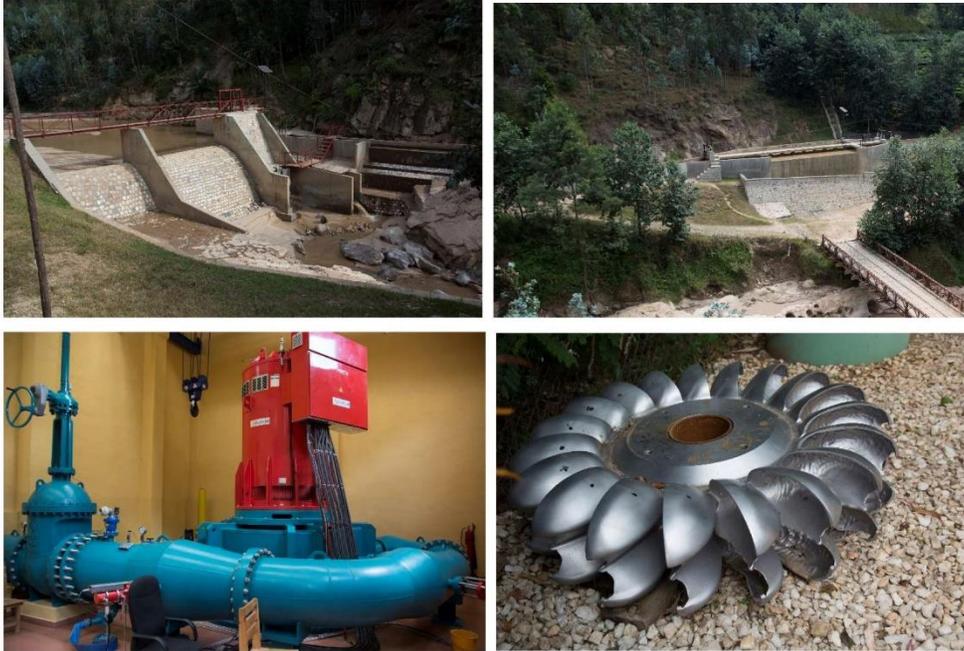
Ils ont profité de construire ces centrales lorsque le gouvernement encourageait l'hydraulique. Ils ont donc eu le réseau et la route d'accès ainsi que l'expropriation payés par le gouvernement. Le prix de rachat est également très intéressant ($0.25\$/\text{kWh}$), et garanti sur une durée de 25 ans. Les droits d'eau ont été octroyés gratuitement à la société enregistrée en IPP (Independent Power Producer).

Le premier dessableur n'était pas efficace, les turbines Pelton ont tenu à peine une année. Un deuxième dessableur plus grand a alors été construit et les turbines ont maintenant un coating en tungstène. L'eau présente également des traces de sulfites.

Les coûts d'investissement étaient d'environ 8 M\$, donc sans compter la route et le réseau (offerts). L'OPEX est de 150 M RWF (175'000 \$) par an, en comptant le salaire des 34 opérateurs, gardes et la maintenance. Le ROI était estimé à 10 ans (chiffre donnée pour le rachat de l'énergie), mais en réalité, il a été recalculé à 6 ans.

Hydraulique :

Le débit résiduel dans la rivière est d'environ 2-5% du débit nominal. La prise d'eau est composée d'une grille, d'un déversoir et du trop-plein. Des employés passent la journée sur place afin de nettoyer en continu la grille avec de longs râteliers. Le canal fait 4km de long jusqu'au bassin de mise en charge.



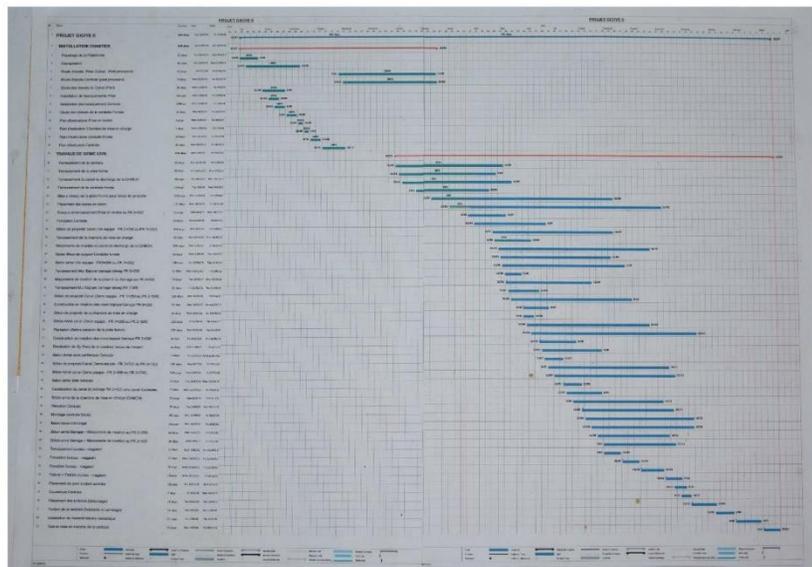
Le débit maximal est de $4 \text{ m}^3/\text{s}$, pour une chute nette de 125.85m. La centrale tourne environ à 40% de sa puissance durant la saison sèche. On trouve 2 turbines Pelton de 2 MW chacune, fabriquée et montées par Gugler (Autriche). Les conduites de 1m de diamètre en acier proviennent d'une entreprise Tanzanienne, soudées par des Ougandais.

Il y a plusieurs types de régulation : Niveau d'eau, Puissance. Le premier est le plus souvent utilisé.

Electrique :

Les génératrices ont une tension de sortie de 690 V, qui part aux deux transformateurs Siemens de 2.6 MVA chacun. Les cellules de protection et les tableaux électriques sont fournis par Gugler qui a mandaté une entreprise Croate (Sintaksa) pour le montage. Le matériel est principalement du Schneider et Siemens. Après les disjoncteurs, les câbles souterrains partent au poteau de raccordement via un sectionneur.

L'énergie annuelle produite est de 12-13 GWh, ce qui représente une DUP d'environ 3'125h ou 5'770h si on prend en compte le fait que la centrale tourne à environ 40% durant les saisons sèches. Le prix de rachat a été confortablement négocié à 0.25 \$/kWh, pour un coût de production de 0.1 \$/kWh.



Gihira

Centrale de 1.8 MW construite en 1986 par le gouvernement puis privatisée et réhabilitée par Gugler en octobre 2017 par Rwanda Mountain Tea. Des habitations comportant une parcelle à cultiver ont été construites par le gouvernement pour les opérateurs de la centrale.

Lors de la privatisation, l'entreprise privée verse environ 30% des recettes au gouvernement chaque année.

Hydraulique :

Le débit maximal de la rivière est de plus de 4 m³/s durant la saison des pluies. Mais le débit équipé est de 2x1.6 m³/s avec une chute nette de 63m. Lors de la visite, les débits turbinés étaient de 2x0.6 m³/s. L'eau est particulièrement sale, même en saison sèche.

Les turbines Francis sont dédoublées afin de permettre une plus grande flexibilité et turbiner jusqu'à 30% de la puissance nominale tout en évitant la cavitation. Le système de gestion des directrices utilise de l'huile sous pression à 230 bars.



Electrique :

Les génératrices sont en 6.6 kV, qui passent par les cellules de protection Siemens pour aller dans le transformateur BBC de 3150 kVA. La centrale produit entre 7 et 8 GWh / an. La centrale est également une sous-station du réseau, avec l'arrivée des réseaux de Gisenyi, Goma, et le sud. La centrale peut choisir sur lequel se raccorder (en général le plus stable). Lors de la visite, le réseau est tombé, entraînant l'arrêt d'urgence des turbines ! La phase de redémarrage a duré au moins 15 min. Les séquences de remise en service étaient indiquées sur le panneau de contrôle. La centrale peut redémarrer en Blackstart et remonter l'antenne de réseau sur laquelle elle est raccordée, par exemple une partie de la ville de Gisenyi

Au Rwanda, il y a les slave power plants (< 10 MW), et les master power plants. Seules les master font du réglage de puissance/tension. Les salves ne peuvent qu'être forcée à ne pas produire la nuit, et elles sont rémunérées comme si elles avaient produit au même tarif.



Murunda

Centrale construite par REPRO entre 2008 et 2010. C'est la première micro-centrale privée en fonctionnement. La raison sociale est une PPP (Private Public Partnership) avec 32% de fonds privés, 50% de fonds du programme EnDev (gouvernement) et 18% d'un prêt bancaire. Elle est connectée au réseau et fournit 52 MWh / mois pour une puissance électrique de 96 kW. On estime le nombre de bénéficiaires à 1800, ce qui fait une consommation par bénéficiaire de 345 kWh / an en moyenne. 300 personnes ont été employées durant la construction, 7 sont restées pour la phase opérationnelle.

Hydraulique :

Le débit est de 0.2 m³/s pour une hauteur de chute de 69m. Seule une grille retient les déchets, pas de dessableur. La turbine Crossflow vient de Ossberger (Allemagne). L'entreprise de construction de la centrale est Sodec Ltd (Rwanda).



Electrique :

Génératrice de 400 V, transfo de 250 kVA de France Transfo, ligne alu de 1'500m – 120mm² – 30 kV. Le panneau de contrôle, la ligne, les poteaux (30 de 12m de haut) et la main-d'œuvre a coûté 350K euros. Les câbles BT arrivent enterrés au transfo, puis partent sur le poteau via des fusibles 10A et un sectionneur.



Annexe D – Tarifs de rachat d'énergie renouvelable au Rwanda

*REFIT Regulations***APPENDIX 1 RWANDA RENEWABLE ENERGY FEED IN TARIFF FOR HYDRO POWER PLANTS**

No	TARIFF (IN \$US) PER KWH	PLANTS INSTALLED CAPACITY
1	16.6 US cent	50 kw
2	16.1 US cent	100 kw
3	15.2 US cents	150 kw
4	14.3 US cents	200 kw
5	13.5 US cents	250 kw
6	12.9 US cents	500 kw
7	12.3 US cents	750 kw
8	11.8 US cents	1 MW
9	9.5 US cents	2 MW
10	8.7 US cents	3 MW
11	7.9 US cents	4 MW
12	7.2 US cents	5 MW
13	7.1 US cents	6 MW
14	7.0 US cents	7 MW
15	6.9 US cents	8 MW
16	6.8 US cents	9 MW
17	6.7 US cents	10 MW

Notwithstanding the above, the applicable price to a Plant with Installed Capacity that is in between those indicated and priced in each of the hydro-power plant indicated from 1. to 5. above, shall be the arithmetic price arrived at by linear interpolation between the indicated sizes.

**SEEN TO BE ATTACHED TO THE REGULATIONS
N°001/ENERGY/RURA/2012 OF 09/02/2012 ON RWANDA RENEWABLE
ENERGY FEED IN TARIFF**

Kigali, on the 09TH February 2012

(Sé)

EUGENE KAZIGE

CHAIRMAN OF THE REGULATORY BOARD

Annexe E – Offre de la société *OFATEC* pour la turbine et génératrice



Borgone, 13/09/2018

Réf.: 120m-250l/s

Att. Stephane Genoud

Termes:	CPT frais en facture (Incoterms 2010)	Expédition:	par camion
Origine:	Italie	Emballage:	compris
Devise:	EURO	TVA:	exempt
Garantie:	2 ans	Validité:	60 jours
Livraison:	14 semaines ouvrables de réception commande		
Paieement:	Virement bancaire à 30 jours date facture		
Banque:	BCV		

Description	Qté	Prix unitaire
1) Microcentrales Hydro-électrique Type TPA Composée par:	1	€ 140.000,00
- Turbine PELTON en acier inox AISI 316L type 123-420 6A		
- Génératrice asynchrone avec turbine placée directement sur l'arbre type 355MLB 6 pôles		
- Sondes PTC sur les bobinages		
- Contrôle de la vitesse au démarrage		
- Distributeur a 6 gicleurs D 1300 en acier au carbone S355/S275 Avec traitement de sablage, zincage et peinture époxyde		
- No. 6 gicleurs en AISI 304 équipés de vanne on/off à actionnement automatique par actuateur électrique 24V		
- Boite connexion électriques		
- Châssis de base		
- Flasque pour la jonction à la conduite DN 250 PN16		
- Vanne générale DN 250 PN16 avec actionnement manuel		
2) En Option		
- Sondes PT100 sur le palliées générateur	1	€ 950,00
- Sondes PT100 sur le palliées turbine	1	€ 1.870,00



IREM SpA a socio unico
Sede / Headquarters
Via Abegg 75 – 10050 Borgone (Torino) ITALY
Tel. +39 011 9648211 – Fax +39 011 9648222

Sede legale / Registered Office
Via Roccamelone 58
10050 S. Antonino di Susa
(Torino) ITALY

Cap.soc. EUR 1.080.000 int.vers.
Registro Imprese TO – C.F. e P.IVA
00389630013 – VAT No. IT00389630013
e-mail: irem@irem.it - www.irem.it



Lutry, 13/09/2018

Réf.: 120m-250l/s

Att. M. Stepahne Genoud

Données techniques :

- Tension nominale : triphasée 400V 50Hz
- Puissance électrique produite : P = 251 kW environ
- Hauteur de chute nette : Hn = 120 m
- Débit : Q = 250 l/s

Les produits sont conçus, fabriqués et testés conformément aux Standards CE.

Les délais de livraison susmentionnés sont indicatifs. La date définitive d'expédition sera indiquée dans l'accusé de réception.

Cette offre est régie par les conditions générales de vente d'IREM ci-jointes.

La garantie d'IREM pour les Produits ne s'appliquera pas et IREM ne sera pas tenue pour responsable pour des utilisations et/ou des applications des Produits dans des Pays où les Standards susmentionnés (conformément auxquels les Produits ont été conçus, fabriqués et testés) ne sont pas applicables, ainsi que dans le cas où des standards différents ou ultérieurs (à titre d'exemple, mais de façon non limitative, en matière de packaging, d'étiquetage et/ou standards techniques) sont requis par les lois locales et/ou les réglementations du Pays où l'acheteur des Produits décidera d'utiliser et/ou commercialiser lesdits Produits.

Certification de la société: conforme aux Standards ISO 9001, ISO 14001, BS OHSAS 18001.



IREM SpA a socio unico
Sede / Headquarters
Via Abegg 75 – 10050 Borgone (Torino) ITALY
Tel. +39 011 9648211 – Fax +39 011 9648222

Sede legale / Registered Office
Via Rocciamelone 58
10050 S. Antonino di Susa
(Torino) ITALY

Cap. soc. EUR 1.080.000 int. vers.
Registro Imprese TO – C.F. e P.IVA
00389630013 – VAT No. IT00389630013
e-mail: irem@irem.it - www.irem.it

Annexe F – Esquisse pour la demande de financement auprès de REPIC

Plate-forme REPIC

Esquisse

Esquisse du projet Ndaba power – Karongi district – Rwanda

1. Données principales du projet

Requérant

Nom:		Prénom:	
Entreprise:			
Adresse:			
E-mail:		Téléphone:	
Site Web:			

Projet

Titre du projet	Ndaba Power
Pays, région	Rwanda, district de Karongi

Technologie

- Biomasse Efficacité énergétique Géothermie Efficacité des ressources
 Petite hydraulique Photovoltaïque Solaire thermique Energie éolienne

2. Résumé

Le Rwanda se trouve dans le haut du classement des pays en voie de développement en termes de densité de population. Il reste encore peu électrifié, à peine 40% de la population a accès à l'électricité tant *off* que *on grid*. Souvent nommé le Pays des mille collines et situé en région subtropicale, le potentiel hydroélectrique est important. Afin de se détacher des produits pétroliers, et renforcer son indépendance énergétique, le gouvernement a d'ambitieux objectifs. En 2024, 100% de la population devrait avoir accès à l'électricité, un enjeu social important. Cependant, les centrales construites par le gouvernement sont peu à peu privatisées. En effet, l'exploitation des centrales est bien meilleure dans le secteur privé, et des fonds peuvent être débloqués plus rapidement en cas de maintenance à effectuer.

Depuis 2016, un partenariat entre la HES-SO Valais/Wallis et l'IPRC-Karongi permet à des diplômants suisses de mettre en pratique leurs connaissances en étudiant la possibilité d'exploiter le potentiel de la rivière Ndaba, près de Rubengera, dans la province de l'Ouest. Ils travaillent en collaboration avec les départements concernés de l'IPRC. La pré étude de faisabilité est maintenant prête pour une centrale de 300 KW *on grid* permettant d'alimenter au passage un village, une coopérative agricole, un centre médical et un bureau de secteur. Des infrastructures actuellement utilisées pour l'irrigation peuvent être utilisées en accord avec les agriculteurs et le ministère de l'agriculture. Seul un redimensionnement des ouvrages de génie civil serait nécessaire, ce qui réduit considérablement les coûts. Un chemin d'accès est également déjà présent ce qui représente un avantage certain en termes financiers. L'école (IPRC) ayant participé au développement du projet, la centrale pourrait être utilisée à des fins de formations pratiques. Cette dernière pourrait également participer à la construction dans le domaine du génie civil par exemple.

Les parties prenantes sont maintenant prêtes pour une étude de faisabilité complète. Cependant, des fonds sont nécessaires afin de procéder à des études de terrain menées par des professionnels. En voici quelques exemples :

- Etude géologique des emplacements des ouvrages de génie civil
- Etude d'impact environnemental
- Différents permis requis par le gouvernement
- Coût de création de la société

Une société privée sera créée afin d'acquérir le capital nécessaire à l'investissement restant. La coopérative agricole, qui serait un gros consommateur du village de Rusebeya et dont les membres vivent sur place, a tout intérêt à faire également partie du partenariat avec quelques parts qui lui seraient cédées. L'IPRC pourrait avoir des parts de la société en contrepartie de son investissement dans le projet. La construction du réseau et la réhabilitation de la route d'accès sont des coûts qui peuvent être négociés au travers du PPA (*power purchase agreement*) avec le gouvernement afin que ces derniers prennent en charge les coûts engagés.

3. A quels besoins le projet répond-il ?

3.1. Description préliminaire de la situation sur place

Situation actuelle

En dehors des grandes villes où se concentrent les écoles supérieures et les opportunités de formation et emplois, les perspectives professionnelles sont maigres. La plupart des habitants du village de Rusebeya en contrebas duquel se trouverait la centrale sont des agriculteurs. Leur salaire moyen est d'un à deux dollar par jour. N'ayant pas accès au réseau électrique, la coopérative paysanne moult le grain avec des moulins fonctionnant au diesel (1 litre coûte 1 dollar). Les villageois ne peuvent pas développer de commerce du type menuiserie, atelier de réparation, atelier de soudure. Le téléphone portable est beaucoup utilisé au Rwanda. Une seule petite installation solaire permet aux possesseurs d'un téléphone de les charger.

Un centre médical sur le tracé prévu de la ligne électrique ne peut de loin pas subvenir à ses besoins en énergie. Ils n'ont à disposition qu'un vieux parc de panneaux photovoltaïques et de batteries de 15 ans ainsi qu'une génératrice diesel de trop faible puissance pour alimenter la totalité des consommateurs. Les frigos sont inutilisables car trop gourmands.

Principaux besoins locaux

Les principaux besoins locaux sont l'accès à l'électricité pour l'éclairage, le développement d'activités professionnelles nécessitant un branchement électrique et les études des enfants (la nuit tombe à 18h dans cette région du monde). Beaucoup de personnes sont également à la recherche d'un travail stable. Le centre médical et le bureau de secteur se trouvant à côté ont urgemment besoin d'un accès stable et suffisant à l'électricité.

La diffusion actuelle des solutions proposées pour le projet et des activités commerciales dans ce domaine

Depuis trois ans, les habitants de la région attendent avec impatience une avancée visible du projet. Ils ont à maintes reprises montré leur engouement pour ce dernier. Ils en comprennent les enjeux et désirent nous aider par tous les moyens possibles.

Situation actuelle et législative

Le gouvernement Rwandais encourage la construction de centrales hydrauliques car ses objectifs énergétiques sont ambitieux et il ne les atteindra pas sans les investissements d'entreprises privées. C'est pourquoi les tarifs de rachat d'énergie sont avantageux (on parlerait là d'environ 13 ct\$/kWh). Des éléments du réseau d'irrigation construit durant le programme LWH du ministère de l'agriculture (MINAGRI) ont été endommagés durant les inhabituelles précipitations de mai 2018. Un appel d'offre public a été lancé pour la réfection des éléments détruits.

3.2 Dans quelle mesure le projet répond-il à un besoin local particulier (problème identifié) et quelle est la solution à ce problème ?

Ce projet rentable à court terme peut résoudre le problème de développement économique limité de cette région. En effet, la distribution d'électricité au moyen de transformateurs le long du tracé de la ligne permettra la création de nombreux « shops » d'artisans. L'éducation des enfants sera également facilitée, la dépendance au pétrole réduite. Cette centrale au fil de l'eau demandera un entretien constant ce qui créera au minimum 10 emplois stables pour des opérateurs et techniciens formés par l'IPRC.

Le centre médical pourra enfin utiliser tous les appareils d'analyses dont il est doté, et peut être développer de nouveaux services demandant une plus grande puissance électrique.

3.3 Qui sont les bénéficiaires locaux du projet ?

Outre toutes les personnes pour qui des emplois seront créés, l'IPRC sera en possession d'un outil pédagogique rêvé pour ses départements de mécanique, électricité, et électronique/communication. De plus, le département de génie civil pourra prendre part aux travaux. Le site pourra alors être utilisé dans le cadre de laboratoires, des étudiants seront même en mesure de participer aux travaux de maintenance.

4. Description du projet

4.1. Qu'est-ce qui doit être réalisé ? Qu'est-ce qui va être fait ?

Des analyses d'eau, géologiques, et une étude environnementale doivent tout d'abord être menées. Une prise d'eau sera reconstruite en aval de la cascade. Cette prise d'eau se déversera dans un dessableur déjà en place avant de finir dans le canal d'irrigation. Ce dernier sera rehaussé afin d'accepter le débit de dimensionnement (0.25 m³/s). Le bassin de stockage pour l'irrigation servira de deuxième dessableur et de bassin de mise en charge. La conduite forcée partira de ce bassin et débouchera sur la centrale, 125 mètres plus bas.

4.2. Quels sont les principaux objectifs du projet ?

Les objectifs sont de créer une société privée-publique, construire la centrale et produire de l'électricité afin de la distribuer et de vendre le surplus sur le réseau. La centrale aura vocation à être un outil pédagogique géré par l'IPRC et disponible pour les autres établissements intéressés.

4.3. Comment le projet doit-il être mis en œuvre ?

Si une partie du financement peut provenir de REPIC, cela permettra d'engager des fonds pour les études nécessaires à la rédaction d'une étude de faisabilité complète. Une société pourra alors être rapidement créée afin de procéder à des demandes officielles auprès du gouvernement en son nom. Durant cette phase la recherche de fonds sera menée par l'IPRC et la HES-SO. Dès que le capital sera réuni, les acteurs du projet se répartiront les parts de la société et pourront procéder aux démarches menant à la construction.

4.4. Durée probable du projet

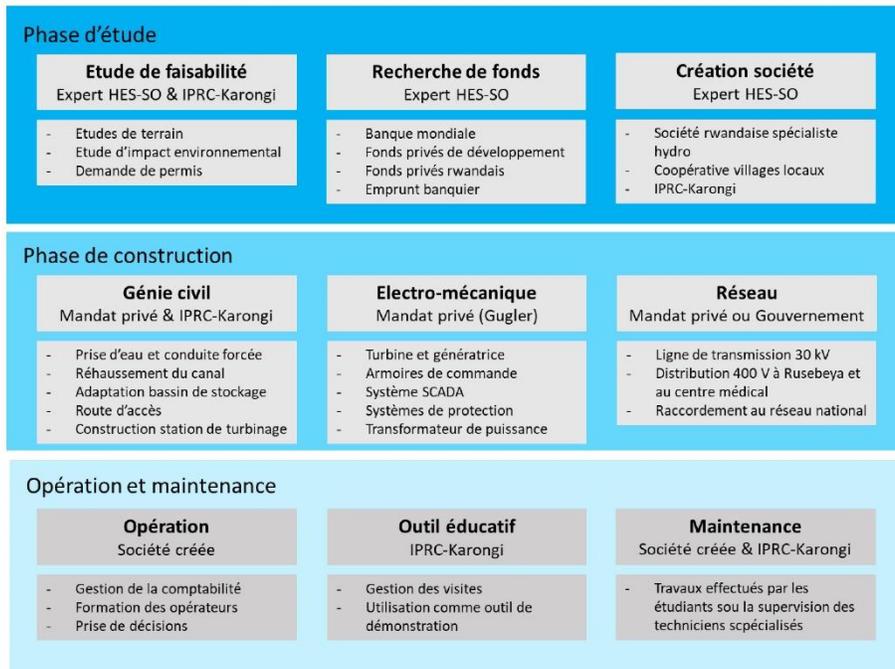
2018 à 2019 pour la recherche de fonds et la création de la société. 2020 pour la construction.

5. «Swissness» et organisation du projet

5.1. Qui sont les principaux partenaires du projet (en Suisse et dans le pays partenaire) ?

La HES-SO Valais/Wallis possède une grande expertise dans le développement de projets hydroélectriques. Elle suit le déroulement du projet Ndaba power depuis son commencement en 2016. Elle possède également déjà un programme de transfert de connaissances avec l'IPRC-Karongi. Cet échange prend place au sein du programme PROMOST (Promoting Market Oriented Skills Training in the Great Lakes Region) de l'ONG Swisscontact.

L'IPRC-Karongi sera le bénéficiaire local en termes de formation et de transfert de savoir-faire. Ce n'est pas elle qui gèrera les aspects financiers, mais elle pourrait gérer son utilisation à but éducatif.



5.2 Quelle est la principale contribution, le principal transfert de savoir-faire suisse de ce projet ?

Le Rwanda possède plus de 300 sites identifiés en 2007 et propices à l'installation de micro centrales hydrauliques. Cependant, il n'existe que peu de filières de formation officielles dans le domaine. Il est donc important d'amener l'expertise hydraulique suisse. Des spécialistes locaux pourront être formés de l'identification du site à la phase opérationnelle.

6. Potentialités identifiées de réplification ou de multiplication du projet**6.1. Viabilité économique**

Les calculs financiers prévisionnels ont démontré la rentabilité économique du projet à un horizon de 6 à 7 ans. Les coûts de productions sont compris entre 9 et 10 c\$/kWh, ce qui laisse une marge quant aux changements de tarifs de rachat de l'énergie. La VAN sur 30 ans à un taux d'actualisation de 7% est de près de 780'000\$.

6.2. Potentialités d'une réplification ou d'une multiplication durable du projet

Comme indiqué dans le chapitre 5.2, de nombreux sites ont été identifiés comme propices au Rwanda. L'entreprise privée avec laquelle il est envisageable de créer un partenariat ne possède pas encore un portefeuille conséquent. La rentabilité de ce projet lui permettrait de réinvestir une partie du bénéfice dans la réalisation d'autres microcentrales.

7. Financement**7.1. Budget approximatif**

Le budget est devisé entre 830'000 et 990'000 \$ suivant le cas où le réseau électrique pourrait être pris en charge par le gouvernement. 540'000 \$ de matériel proviennent du système hydro-mécanique dont les composants sont européens (Société autrichienne, composant Siemens et Schneider Electric).

7.2. Financement prévu pour le projet

Le financement est prévu d'être effectué en collaboration avec une société financière suisse, pour ses taux d'intérêts plus bas qu'au Rwanda. La Banque Alternative Suisse se présente comme être un partenaire prometteur. Le financement provenant de REPIC pourrait servir à avancer les fonds propres nécessaires pour effectuer l'emprunt, ainsi que le financement des études complémentaires du projet.

8. Questions en suspens

La validation de partenariat entre tous les acteurs du projet reste à faire, mais avec une prévision financière si prometteuse, cela paraît se présenter de la meilleure des manières.