



# Force hydraulique dans le Canton de Fribourg

## Revue du potentiel cantonal

Etude réalisée pour le Service de l'énergie de l'Etat de Fribourg

---

E-CUBE STRATEGY CONSULTANTS

[Avril 2024]



---

**Contact du mandataire :**

E-CUBE Strategy Consultants SA

Avenue de Rumine 33 | 1005 Lausanne | Suisse

[nicolas.charton@e-cube.com](mailto:nicolas.charton@e-cube.com)

# 1 Résumé de l'étude

La force hydraulique joue aujourd'hui un rôle prépondérant dans la production d'électricité fribourgeoise et suisse, en assurant resp. ~70% et ~60% de la production annuelle. Dans un contexte de transition énergétique, le canton de Fribourg (Stratégie énergétique) et la Suisse (Stratégie Énergétique 2050 et projet de Loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables) prévoient de s'appuyer notamment sur la force hydraulique et d'augmenter son productible annuel d'ici 2050 : +200 GWh/an pour le canton de Fribourg (soit environ +30% vs 2022) et +3'100 GWh/an pour la Suisse (soit environ +9% vs 2022).

L'atteinte des objectifs cantonaux en matière de production hydraulique requiert une analyse du potentiel local. Pour ce faire, la présente étude réalise une revue exhaustive des documents et études de références réalisés par des acteurs cantonaux (par ex. canton, Groupe E) et fédéraux (par ex. l'Office fédéral de l'énergie OFEN). En outre, le rapport s'appuie sur des entretiens bilatéraux et prises de contact réalisés spécifiquement avec des experts issus des énergéticiens cantonaux, des services cantonaux, du monde académique suisse, des associations et faitières professionnelles cantonales et fédérales<sup>1</sup>.

Le potentiel hydraulique du canton est évalué selon une méthode courante, appliquée par exemple par l'OFEN au niveau fédéral, qui consiste à faire l'inventaire des projets réalisables à l'échelle du territoire ainsi que de l'ensemble des leviers à disposition pour optimiser l'exploitation du potentiel de la force hydraulique. Les principaux résultats des analyses selon chacun de ces axes sont présentés ci-dessous :

## a. Le potentiel de nouveaux aménagements

Le projet SCHEM est de loin le projet le plus important identifié en termes de productible annuel, dont la moitié en hiver (+158 GWh/an, soit ~26% du productible annuel hydraulique actuel mais dont 55 GWh/an devront être restitués au canton de Berne au titre des eaux de la Sarine déviées vers le lac de Morat). En outre, ce projet présente l'avantage de s'intégrer dans une logique de renaturation de la Sarine, permettant un assainissement du régime d'éclusées. Le projet SCHEM n'a cependant pas été retenu lors de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique au niveau fédéral. En effet, les projets retenus par la table ronde devaient présenter, entre autres, au moins une augmentation de capacité de stockage hivernal de 35 – 50 GWh, là où celle du projet SCHEM avait été estimée à 4 GWh. Toutefois, le projet apporte une contribution non négligeable à la sécurité d'approvisionnement grâce à une augmentation du productible hivernal de 49 GWh/an. **Cependant, pour que SCHEM puisse bénéficier d'un soutien financier fédéral pouvant être octroyé dans le cadre de l'assainissement d'un cours d'eau, il est impératif que les travaux soient initiés avant 2030.**

D'autres aménagement de petite hydraulique sur cours d'eau (< 10 MW) sont théoriquement envisageables, à hauteur d'environ 30 GWh/an (soit ~5% du productible annuel hydraulique actuel). Ces ouvrages peuvent cependant présenter un profil « fil de l'eau » plutôt estival et des enjeux majeurs en termes de pesée des intérêts au regard de l'impact environnemental.

---

<sup>1</sup> Liste donnée en annexe, partie 6.1

Des aménagements de mini-hydraulique (< 300 kW) sur des réseaux d'eau potable ou de STEP présentent l'avantage de n'avoir aucun impact environnemental. Cependant, leur réalisation technique peut s'avérer délicate et leur contribution à l'augmentation du productible annuel très limitée (7-9 GWh/an dans les visions les plus optimistes).

#### **b. Le développement du pompage-turbinage**

Sans considération des apports naturels, le pompage-turbinage est une technique qui consomme plus d'énergie qu'elle n'en produit. A ce titre, elle tire sa valeur de la capacité à stocker de l'énergie sur des périodes de prix bas pour turbiner en périodes de prix haut. Pour valoriser au mieux le pompage-turbinage, il s'agit de disposer de lacs à forte capacité de stockage (à minima plusieurs dizaines de GWh, si ce n'est plus) pouvant dans la plupart des cas être soumis à des marnages (variations de niveaux de lac) importants (plusieurs dizaines de mètres) pour valoriser toute la capacité. Au vu de la situation des lacs fribourgeois (par ex. contraintes environnementales, habitations à proximités des berges, activités de loisirs), les études analysées et les experts interrogés dans le cadre de ce rapport n'identifient aucun site cantonal qui peut se prêter à du pompage-turbinage dans des conditions technico-économiques acceptables dans les conditions actuelles. Ce constat n'est pas fondamentalement différent en couplant pompage-turbinage et rehaussement de barrage (voir point c) ci-dessous).

Enfin, le pompage turbinage ne contribue aujourd'hui pas fondamentalement à la sécurité d'approvisionnement hivernale en Suisse, même pour les plus gros aménagements. Le pompage-turbinage actuel tire sa valeur de variations de prix court-terme et porte intrinsèquement un risque de rentabilité exposé aux évolutions des conditions des marché court-terme (niveau de marché et différentiel de prix offert par le profil de courbe de prix horaire). En définitive, le risque de pénurie d'électricité en hiver auquel est confronté la Suisse est un problème de quantité d'électricité pouvant être produite en hiver et non un problème de puissance pouvant être injectée à brève échéance dans le réseau. Le pompage-turbinage est une réponse adéquate à cette dernière problématique.

#### **c. Le rehaussement des barrages**

Le rehaussement des barrages est une piste intéressante pour augmenter la capacité de stockage d'un aménagement et donc le report d'une fraction de la production estivale vers la période hivernale. Par exemple (chiffage illustratif, sous réserve de toute considération de faisabilité technique et de génie civil), un rehaussement du barrage de Rossens de 5 mètres permettrait d'augmenter la capacité de stockage de l'ordre de 10 GWh (soit ~1.5% du productible annuel hydraulique actuel qui pourrait être déplacé d'été en hiver). Le rehaussement de barrage ne permet fondamentalement pas ou marginalement de produire plus d'énergie (les eaux sont déjà turbinées aujourd'hui par l'aménagement existant) mais bien d'augmenter la capacité de stockage d'énergie.

Le rehaussement des barrages fribourgeois se confronte toutefois à des problèmes aigus d'aménagement du territoire : même à partir de quelques mètres de rehaussement, ce sont à première vue plusieurs dizaines d'habitations et d'infrastructures publiques (STEP et routes) qui seraient concernées par des submersions pour la plupart des lacs fribourgeois, notamment les plus gros (lacs de La Gruyère et de Schiffenen). A ceci s'ajoute l'impact environnemental pour des zones possiblement fragiles du point de vue de la faune et de la flore. Ces impacts peuvent être analysés et documentés plus précisément dans des études spécifiques, ce qui ne constitue pas le but du présent rapport. Notons cependant que ces obstacles ne se matérialisent pas pour

les 11 projets de rehaussement de barrages retenus par la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, lesquels présentent également des capacités de stockage bien plus considérables (par exemple 45 GWh pour Sambuco au Tessin ou 58 GWh à Emosson en Valais)

#### **d. L'augmentation de l'efficacité**

Dans la mesure où il n'a pas déjà été exploité par les gestionnaires d'aménagement, l'augmentation de l'efficacité des installations représente un potentiel attractif car il repose sur l'infrastructure existante et n'a pas d'impact additionnel sur l'environnement et les activités humaines.

Sur l'ensemble des aménagements identifiés, le potentiel d'augmentation du productible cantonal grâce à l'augmentation de l'efficacité est estimé à environ 15 GWh (soit ~2.5% du productible annuel hydraulique actuel). La mise en œuvre des mesures correspondantes s'intègre cependant dans le cadre de la planification pluriannuelle long-terme de maintenance et de développement des aménagements. En effet, le remplacement de turbines ou les travaux sur les conduites forcées nécessitent généralement des mises hors service d'au moins plusieurs mois ou plus, ce qui peut générer des coûts d'indisponibilité disproportionnés si ces mesures devaient être mises en œuvre à court-terme et sans mutualisation avec d'autres travaux.

#### **e. La lutte contre l'ensablement**

La problématique de l'ensablement semble être très inégale selon les aménagements. Si les lacs du Vernex (barrage de Rossinière) et de la Maigrauge sont aujourd'hui très ensablés (volume résiduel faible et stabilisé à la Maigrauge ; ensablement marqué et en progression au Lac du Vernex malgré les mesures prises pour le ralentir), des lacs de plus grande capacité telle que le Lac de la Gruyère ou de Schiffenen présentent un état d'ensablement aujourd'hui peu critique. La situation et sa dynamique (par exemple impact de l'érosion lié au nombre et à l'intensité d'évènements extrêmes ou du changement climatique en raison de la décohésion des massifs rocheux en raison du recul du permafrost) est d'ores et déjà suivi de près par les gestionnaires d'aménagement.

Une réduction de l'ensablement n'a pas d'effet direct notable sur le productible annuel. Il permet d'optimiser la flexibilité de l'aménagement (utilisation optimale de la capacité de rétention du lac) mais aussi possiblement d'éviter certaines situations de déversement dans des situations de forts apports (par ex. crues, fonte). Cependant, le potentiel de déversement évitable est relativement faible, entre 1 et 5 GWh/an selon les aménagements (~0.15% – 0.8% du productible annuel hydraulique actuel). Ces volumes d'énergie semblent trop faibles au vu des coûts des mesures de désensablement, lesquelles restent aujourd'hui très élevés (22 CHF/m<sup>3</sup> pour des dizaines ou centaines de milliers de m<sup>3</sup> d'apports annuels en sédiments).

#### **f. Les enjeux de renaturation des eaux**

La production hydraulique a un impact non négligeable sur l'environnement. A ce titre, les réglementations fédérales et cantonales imposent des contre-mesures, comme la mise en œuvre de débits résiduels. Selon le cadre actuel, l'ensemble des débits résiduels cantonaux représente actuellement un volume de 12 – 18 GWh/an (env. 2 – 3 % du productible annuel hydraulique actuel). La volonté politique de mettre en œuvre ces débits résiduels résulte fondamentalement d'une pesée des intérêts au niveaux fédéral et cantonal entre production d'électricité et préservation des cours d'eau et de l'environnement. Notons que, les débits résiduels devant être

revus à chaque renouvellement ou transfert d'un droit d'eau vers une concession, les exigences de la LEaux pourrait conduire à des débits résiduels plus élevés que ceux des concessions actuelles. Outre les débits résiduels, dont les coûts (perte de production) sont à la charge du producteur, les aménagements hydrauliques sont soumis à d'autres mesures telles que l'assainissement des éclusées, la restauration de la migration piscicole ou le rétablissement du régime de charriage et dont les coûts (perte de production ou désoptimisation de la production) peuvent en principe être remboursés intégralement par un fond fédéral spécifique. **La contribution du fond fédéral ne portera cependant que sur les projets dont les travaux sont initiés avant 2030, ce qui pose un enjeu majeur pour le projet SCHEM dans le cadre de l'assainissement du régime des éclusées de la Sarine.**

#### g. L'impact des débits de concession

Les débits de concessions (débits maximaux concédés), revus notamment pour les aménagements de Groupe E en 2004 par le canton, prennent en compte le dimensionnement des installations. Dans le cadre actuel, des régimes dérogatoires aux débits de concession sont aujourd'hui déjà possibles et peuvent être accordés au cas par cas par les services cantonaux en cas de déversement. Une revue à la hausse des débits de concessions n'aurait qu'un impact quasi nul ou nul sur le productible cantonal annuel. En revanche, une systématisation du système de dérogation pour l'augmentation temporaire des volumes pouvant être turbinés en recourant à la puissance installée existante des aménagements pourrait être un levier pour améliorer la protection contre les dangers naturels (par ex. en situations de crue).

#### h. Synthèse et conclusion

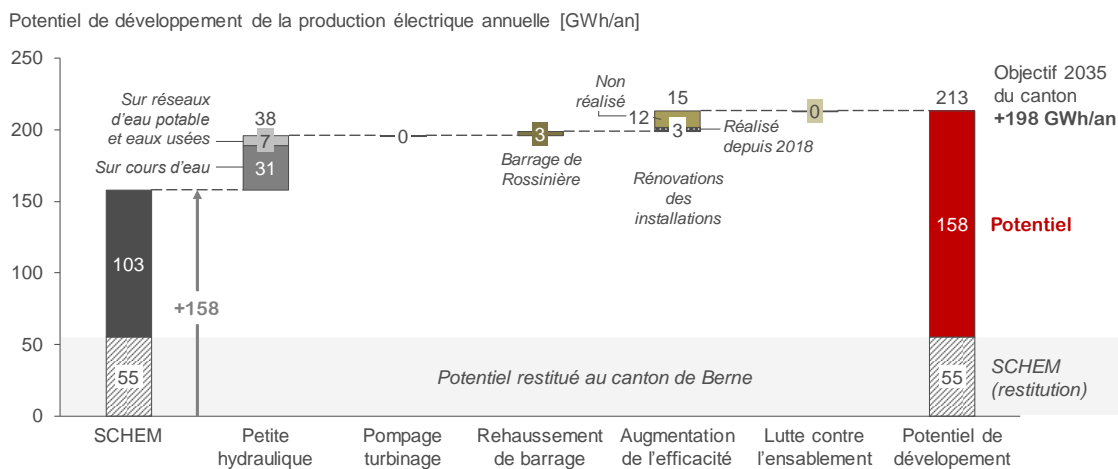


Figure 1 : Décomposition du potentiel de développement de force hydraulique fribourgeoise par levier d'optimisation (GWh/an)

La décomposition du potentiel de développement de force hydraulique fribourgeoise mis en évidence à la Figure 1 met en évidence le poids du seul projet SCHEM par rapport aux autres leviers d'optimisation. En effet, le projet SCHEM constitue à lui seul un projet déclaré, bien circonscrit et documenté pour lequel des études poussées ont déjà été réalisées, alors que le levier de la petite hydraulique représente un potentiel ~4 fois moindre (158 GWh/an vs. 38 GWh/an), réparti sur une trentaine de projets à des stades d'études très divers et aux conditions technico-économiques et environnementales très variables. A ce titre, la Figure 1 montre une

vision « maximale » du potentiel cantonal fribourgeois. En effet, dans les conditions technico-économiques et réglementaires actuelles, plusieurs projets ont été pour l'instant abandonnés par les porteurs de projets.



# Sommaire

<b>1 Résumé de l'étude</b>	<b>1</b>
<b>2 Introduction</b>	<b>9</b>
<b>2.1 Contextes énergétiques</b>	<b>9</b>
2.1.1 Contexte énergétique en Suisse	9
2.1.2 Contexte énergétique du canton de Fribourg	12
<b>2.2 Rappel des notions clés propres à la force hydraulique</b>	<b>14</b>
2.2.1 Généralités	14
2.2.2 Typologies d'installations	15
2.2.3 Contribution de la force hydraulique à la sécurité d'approvisionnement hivernale	17
<b>3 Etat de la force hydraulique du canton de Fribourg</b>	<b>18</b>
<b>3.1 Historique</b>	<b>18</b>
<b>3.2 Répartition géographique des aménagements et des bassins versants</b>	<b>19</b>
<b>3.3 Etudes de référence sur le potentiel de développement de la force hydraulique</b>	<b>21</b>
3.3.1 Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique suisse (OFEN)	21
3.3.2 Plan sectoriel de l'énergie du canton de Fribourg (SdE)	23
<b>3.4 Cadre réglementaire</b>	<b>23</b>
3.4.1 Cadre réglementaire cantonal	23
3.4.2 Cadre réglementaire fédéral	25
<b>4 Leviers d'optimisation du potentiel hydroélectrique fribourgeois</b>	<b>27</b>
<b>4.1 Nouveaux aménagements</b>	<b>29</b>
4.1.1 Principes, enjeux et conditions de mise en œuvre	29
4.1.2 Etat des lieux en Suisse	29
4.1.3 Caractérisation du potentiel libre fribourgeois	32
4.1.4 Synthèse	37
<b>4.2 Développement du pompage-turbinage</b>	<b>38</b>
4.2.1 Principes et conditions de mise en œuvre	38
4.2.2 Etat des lieux en Suisse	39

4.2.3 Sites potentiels identifiés dans le canton de Fribourg	40
4.2.4 Synthèse	45
<b>4.3 Rehaussement des barrages</b>	<b>46</b>
4.3.1 Principes et conditions de mise en œuvre	46
4.3.2 Etat des lieux en Suisse	46
4.3.3 Ouvrages potentiels identifiés dans le canton de Fribourg	48
4.3.4 Synthèse	52
<b>4.4 Lutte contre l'ensablement</b>	<b>53</b>
4.4.1 Problématique et mesures de remédiation	53
4.4.2 Niveaux d'ensablement des réservoirs suisses	55
4.4.3 Impact de l'ensablement à l'échelle cantonale	55
4.4.4 Synthèse	57
<b>4.5 Augmentation de l'efficacité</b>	<b>59</b>
4.5.1 Principes et conditions de mise en œuvre, état des lieux en Suisse	59
4.5.2 Potentiel à l'échelle du canton de Fribourg	60
4.5.3 Synthèse	62
<b>4.6 Renaturation des eaux</b>	<b>63</b>
4.6.1 Principes et responsabilités	63
4.6.2 Impact sur la production hydraulique	68
4.6.3 Synthèse	70
<b>4.7 Fixation des débits de concession</b>	<b>71</b>
4.7.1 Principes de fixation des débits de concession et responsabilités	71
4.7.2 Impact sur la production hydraulique	71
4.7.3 Synthèse	71
<b>5 Conclusions</b>	<b>73</b>
<b>6 Annexes</b>	<b>75</b>
6.1 Experts et entités contactées dans le cadre de l'étude	75
6.2 Liste des aménagements de production hydroélectrique en exploitation recensés dans le canton de Fribourg	76

<b>6.3 Comparaison entre les volumes historiques de production hydroélectrique et les objectifs de développement de la force hydraulique en Suisse et dans le canton de Fribourg</b>	<b>78</b>
<b>6.4 « Evaluation et gestion de la force hydraulique du canton de Fribourg » (2010)</b>	<b>79</b>
<b>6.5 Potentiel illustratif de la petite hydraulique sur les réseaux d'eau potable et eaux usées dans le canton de Fribourg</b>	<b>80</b>
<b>6.6 Lac de la Gruyère : carte et altitudes de certains bâtiments</b>	<b>81</b>
<b>6.7 Exemples de rendement des turbines de Groupe E</b>	<b>82</b>
<b>6.8 Débits résiduels des aménagements de Groupe E</b>	<b>83</b>
<b>7 Bibliographie</b>	<b>84</b>

## 2 Introduction

### Note liminaire

Par opposition à des travaux spécifiques de dimensionnement, d'évaluation d'impacts environnementaux, de chiffrage de potentiels théoriques ou techniques, les résultats présentés dans ce rapport se basent sur une collecte aussi exhaustive que possible des informations et travaux de référence disponibles sur le sujet. Dans un souci d'implication des parties prenantes, le rapport s'appuie également sur des avis d'experts issus des énergéticiens cantonaux, des services cantonaux, du monde académique suisse, des associations et faitières professionnelles cantonales et fédérales.

## 2.1 Contextes énergétiques

### 2.1.1 Contexte énergétique en Suisse

L'hydroélectricité tient une place de premier plan dans le système énergétique suisse. La topographie favorable de la Suisse et son niveau de précipitation réunissent les conditions optimales pour tirer profit de cette énergie. Jusqu'au début des années 1970, près de 90% de la production électrique suisse provenait de la force hydraulique. Aujourd'hui, et même après la mise en service des centrales nucléaires, elle reste la principale source d'énergie indigène. En 2022, elle est à l'origine d'environ 58% de la production d'électricité en Suisse, ce qui correspond à une couverture théorique de ~60% de la consommation électrique [Figure 2].

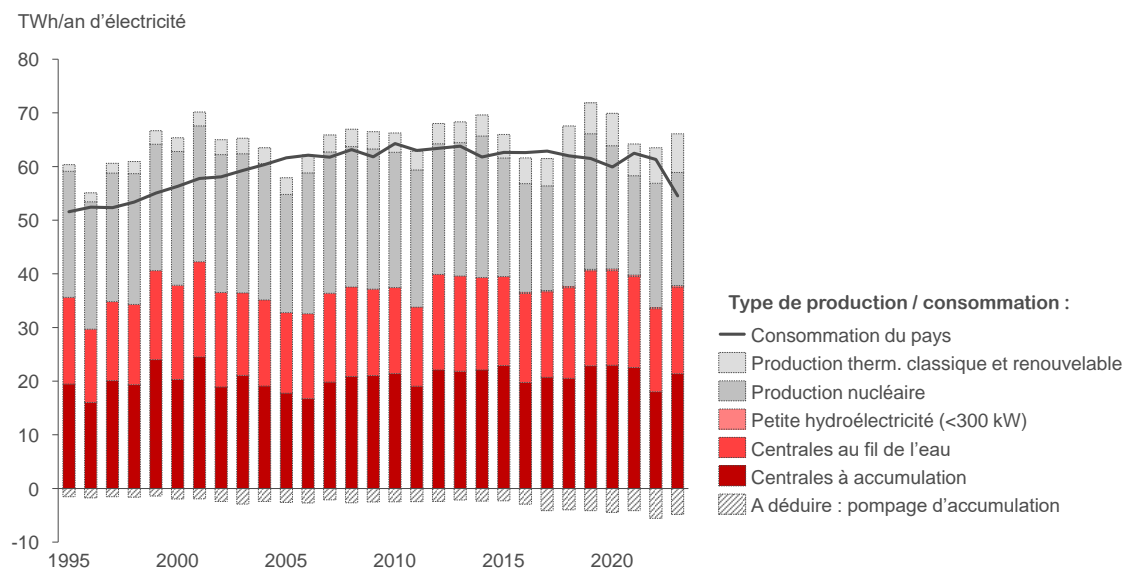
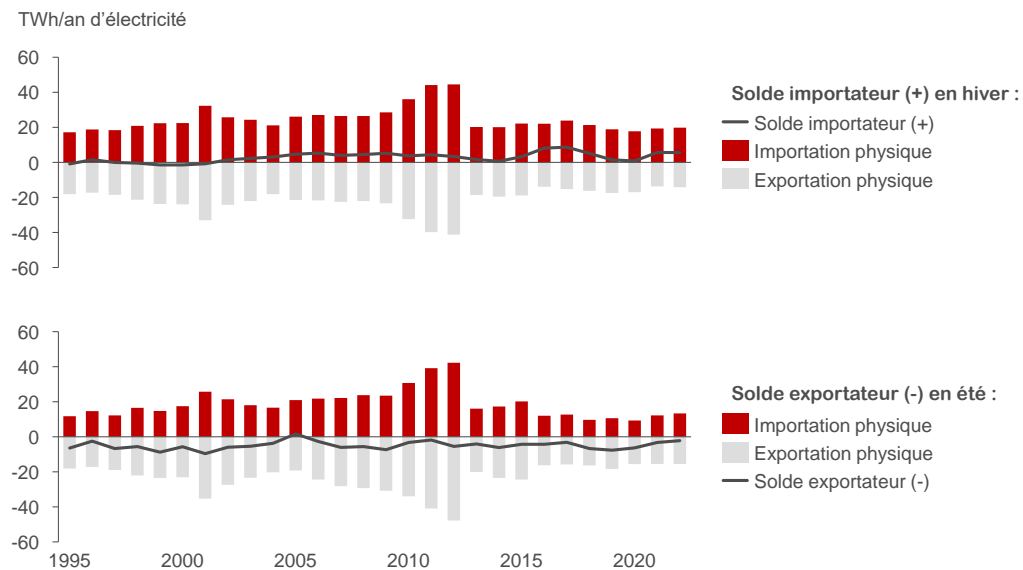


Figure 2 : Historique du productible électrique suisse mis au regard de la consommation annuelle [TWh/an, 1995-2023] [1]

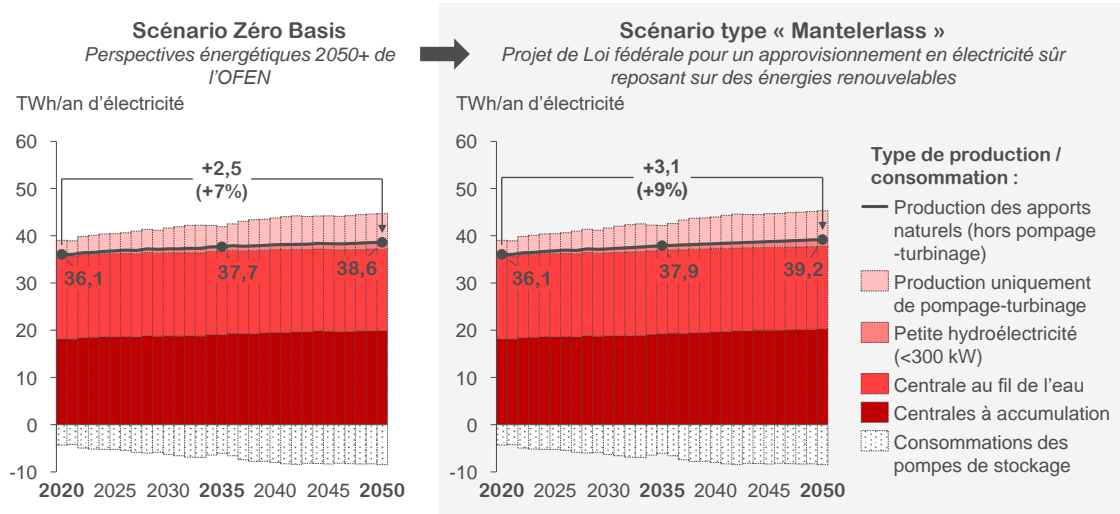
Si la Suisse couvre annuellement ses besoins en électricité, elle présente un excédent de production en été (env. 4 TWh actuellement) et un déficit en hiver actuellement de même ampleur

[Figure 3]. En effet, même si les volumes annuels sont aujourd'hui globalement équilibrés, la Suisse consomme plus d'électricité qu'elle n'en produit en hiver (recours aux imports) et en produit plus qu'elle n'en consomme en été (exports vers les pays voisins). L'état du bilan annuel ainsi que l'ampleur de l'excédent estival et du déficit hivernal pourraient évoluer ces prochaines années selon le développement des énergies renouvelables et de l'électrification des usages en Suisse. Le déficit de production hivernal est encore plus marqué dans le canton de Fribourg, lequel est globalement déficitaire en énergie au global annuellement (voir partie 2.1.2 et la Figure 6 ci-dessous)



**Figure 3 : Comparaison des importations / exportations suisses d'électricité entre les mois d'hiver et d'été [TWh/an, 1995-2022] [1]**

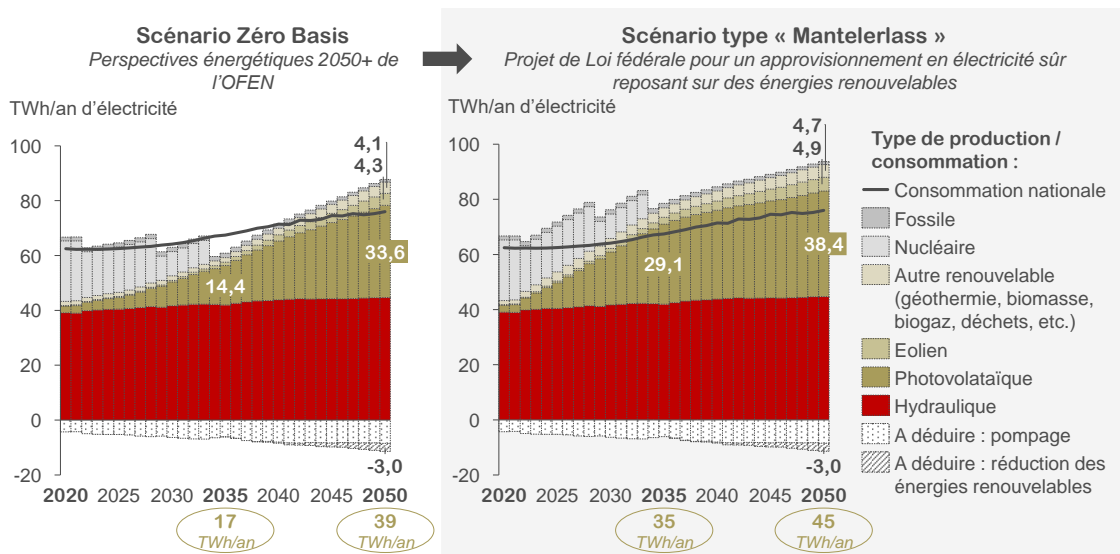
Le 21 mai 2017, la Suisse a accepté la Stratégie Énergétique 2050. Cette stratégie relève notamment le besoin d'encourager la construction de nouvelles centrales hydrauliques ainsi que les rénovations ou les agrandissements des installations existantes. Cette volonté s'est notamment matérialisée par l'introduction de mécanismes de soutiens financiers à la filière hydraulique pour les centrales d'une puissance hydraulique moyenne brute de plus de 1 MW. En 2021, les Perspectives Énergétiques 2050+ [2] publiées par l'OFEN retiennent dans leur scénario central « 0-Basis » un développement de la force hydraulique de +2,5 TWh/an de production annuelle d'ici 2050, soit une augmentation de 7% par rapport à 2020 [Figure 4].



**Figure 4 : productible hydroélectrique suisse dans les perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN et selon la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables [TWh/an, 2020-2050] [2] [3]**

De 2021 à 2023, les débats relatifs au projet de Loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (« Acte modificateur unique » ou « Mantelerlass ») [3] ont conduit le Parlement à rehausser les objectifs de la Stratégie Énergétique 2050. Ainsi, la production d'énergie renouvelable hors force hydraulique devra être de 35 TWh/an en 2035 et de 45 TWh/an en 2050 [Figure 5]. Cela représente une augmentation de +40 TWh/an par rapport à aujourd'hui, soit +800%. Une grande majorité de cette production doit être portée par la production photovoltaïque. La force hydraulique, hors pompage-turbinage, devra elle atteindre 37,9 TWh/an en 2035 et 39,2 TWh/an en 2050 [Figure 4]. Ces objectifs s'appuient notamment sur la mise en œuvre de 16 projets de centrales hydroélectriques à accumulation, représentant pour environ 2 TWh/an de production hivernale. Ceci représente une augmentation de +3,1 TWh/an par rapport à aujourd'hui, soit +9%. Même si sa part dans le mix électrique suisse devrait être plus faible en 2050 qu'aujourd'hui, notamment rattrapé par la filière photovoltaïque, l'hydraulique restera à long-terme un pilier de la politique énergétique suisse.

Aujourd'hui, le défi reste de taille pour augmenter la production d'énergie renouvelable indigène et atteindre les objectifs posés par le cadre fédéral. En février 2024, l'Association des entreprises électriques suisses (AES) a publié une actualisation de l'ensemble des projets de développement de nouvelles installations portés à sa connaissance [4]. L'AES estime que ce portefeuille de projets correspond à une production additionnelle de 4.6 TWh/an, à mettre au regard des objectifs de plus de 40 TWh/an de production additionnelle en 2050. Au premier ordre, le volume de projets devrait donc être multiplié par ~8, ce qui souligne l'ampleur du défi.



**Figure 5 : productible électrique suisse mis au regard de la consommation annuelle dans les perspectives énergétiques 2050+ de l'OFEN et selon la loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables<sup>2</sup> [TWh/an, 2020-2050] [2] [3]**

Enfin, la crise énergétique qui a frappé l'Europe en 2022/2023 a rappelé l'importance de la contribution de la force hydraulique à la sécurité d'approvisionnement, notamment hivernale. A ce titre, Swissgrid procède depuis 2022 à des enchères de mise en réserve d'énergie hydraulique [5] pour soutenir la sécurité d'approvisionnement durant les mois d'hiver (par exemple pour l'hiver 2023-2024, 400 GWh avec une tolérance de plus ou moins 133 GWh à réserver du 1<sup>er</sup> février 2024 au 13 mai 2024). Groupe E contribue à cette réserve hivernale par la mise à disposition aux enchères d'un volume du lac de la Gruyère.

### 2.1.2 Contexte énergétique du canton de Fribourg

En 2021, la force hydraulique a représenté ~70% de l'électricité produite dans le canton de Fribourg, ce qui correspond à une couverture théorique de ~35% de la consommation électrique [Figure 6] [6]. Elle représente ainsi aujourd'hui de loin la première filière cantonale de production d'électricité. La Figure 6 met également en évidence que le canton de Fribourg a été structurellement déficitaire en électricité sur les dernières décennies. De plus, Groupe E indique que ce déficit est accentué en période hivernale (notamment en raison d'une consommation électrique plus importante en hiver).

<sup>2</sup> Pour les productions autres que renouvelables (nucléaire et fossile), le scénario type «Mantelerlass» représenté ici reprend la trajectoire du scénario Zéro-Basis.

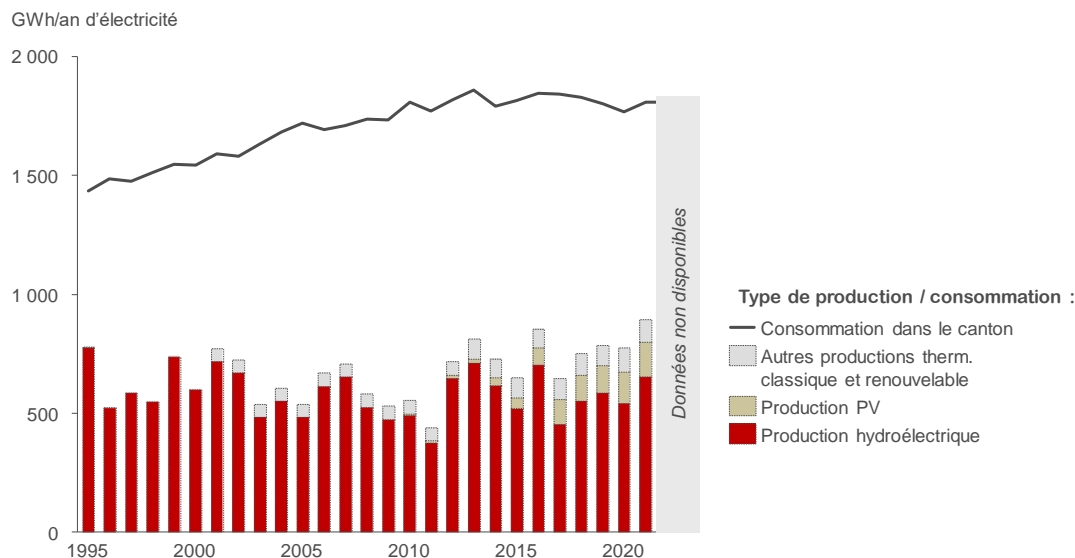


Figure 6 : Répartition du productible cantonal mis au regard de la consommation annuelle [GWh/an, 1995-2021] [6]

Le 29 septembre 2009, le Conseil d'Etat a publié le Rapport N°160 relatif à la planification énergétique du canton de Fribourg (nouvelle stratégie énergétique) [7]. Ce rapport, premier jalon de la politique cantonale en matière de transition énergétique, a été suivi du Plan sectoriel de l'énergie [8], publié en 2017, lequel présente les mesures pour la mise en œuvre de la stratégie énergétique cantonale. Cette stratégie énergétique cantonale a fait en 2021 l'objet d'un rapport de suivi sur la période 2015 – 2020 [9]. Enfin, le Plan directeur cantonal [10] [11], publié en 2020, fixe les principes et objectifs concernant le développement de l'énergie hydraulique [12]. Dans ce Plan directeur cantonal, le seul projet de développement de la force hydraulique faisant l'objet d'une fiche détaillée est le projet de Centrale hydroélectrique « Schiffenen-Morat » (SCHEM, voir 4.1.3) [13].

Depuis 2009, les objectifs de la stratégie énergétique du canton concernant la force hydraulique ont été maintenus, à l'inverse par exemple des objectifs concernant la production photovoltaïque et éolienne, revus à la hausse en 2023 [14]. Le canton de Fribourg prévoit ainsi de déployer 600 GWh/an (resp. 1'300 GWh/an) de PV sur son territoire d'ici 2035 (resp. 2050) [Figure 7] [14]. La production hydraulique devra augmenter à 800 GWh/an d'ici 2035 grâce notamment au projet SCHEM puis se stabiliser à terme<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Le graphe projette une augmentation linéaire du productible hydraulique entre aujourd'hui et 2035. Ceci résulte d'une simple interpolation linéaire, sans préjuger des projets correspondants, de leur productibles respectifs et de leurs dates de future mise en service.



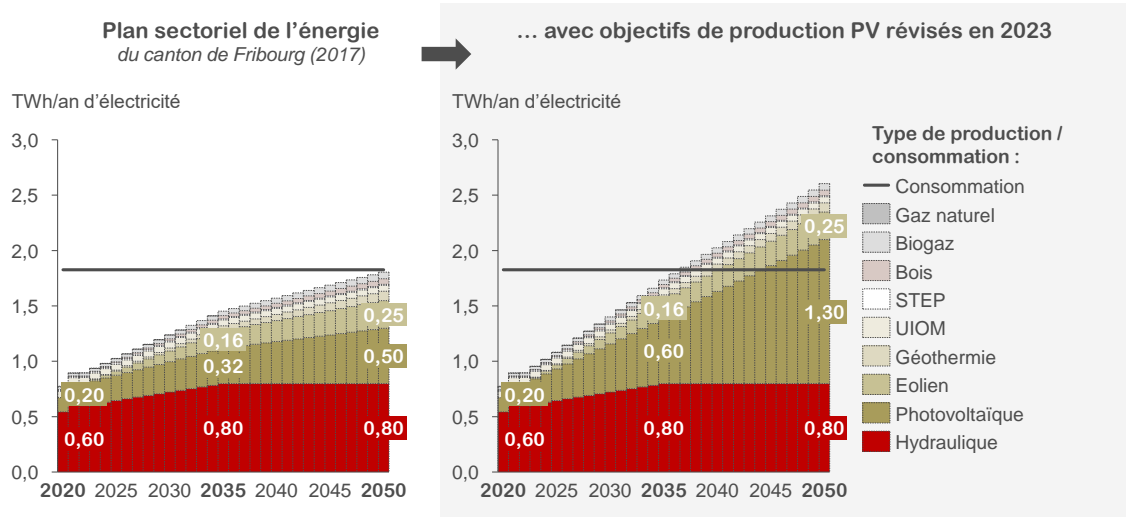


Figure 7 : productible électrique fribourgeois mis au regard de la consommation annuelle dans les objectifs du plan sectoriel de l'énergie (2017)<sup>4</sup>, revus en 2023 [TWh/an, 2020-2050] [7] [14]

## 2.2 Rappel des notions clés propres à la force hydraulique

### 2.2.1 Généralités

Le principe de la force hydraulique est de convertir de l'énergie potentielle de pesanteur (« un volume d'eau en hauteur ») en énergie électrique [Figure 8]. La conversion d'énergie se fait grâce à une turbine qui entraîne une génératrice électrique. La quantité d'énergie  $E$  produite est donnée par la formule  $E = \eta_{turb} \cdot m \cdot g \cdot h$  où :

- $\eta_{turb}$  est l'efficacité de l'ensemble de l'installation (par ex. pertes de charge hydraulique, pertes mécaniques de la turbine, pertes électromagnétiques dans la génératrice) ;
- $m$  est la masse correspondant au volume d'eau disponible ;
- $g$  la constante de gravité sur Terre ;
- et  $h$  la hauteur de chute sur laquelle l'eau est turbinée.

<sup>4</sup> Le plan sectoriel de l'énergie (2017) compte avec une consommation cantonale d'électricité stable jusqu'en 2050, à hauteur de 1'800 GWh/an.

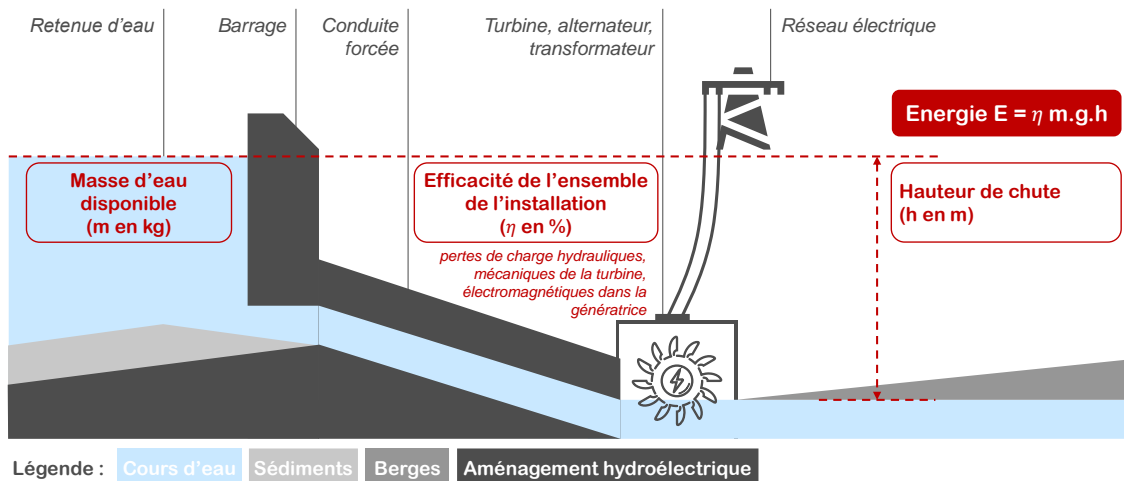


Figure 8 : Schéma de principe de la production d'électricité d'un aménagement hydroélectrique

Dans le cas d'un territoire sans apport glaciaire comme le canton de Fribourg, la quantité d'eau disponible annuellement provient quasi exclusivement de la pluviométrie (laquelle est par définition exogène) et de la fonte printanière (fonte du stock de neige). Ainsi, les deux seules variables sur lesquelles agir pour augmenter la production hydraulique cantonale sont  $\eta_{turb}$  et  $h$ . Les leviers d'action correspondants seront détaillés dans la partie 4.

### 2.2.2 Typologies d'installations

#### Centrales à accumulation

L'eau captée par l'aménagement peut être stockée dans un réservoir sur des durées de temps en général mensuelles ou saisonnières et être turbinée selon l'engagement choisi par l'opérateur de la centrale. Par exemple, des apports hydrauliques en été (précipitations, fonte de glacier) peuvent être stockés pour être turbinés en hiver. Il s'agit généralement d'ouvrages de « grande hydraulique » (puissance installée supérieur à 10 MW).

*Exemple : le barrage de la Grande Dixence permet de stocker environ 400 millions de m<sup>3</sup> d'eau (soit presque deux fois plus que le lac de la Gruyère, qui compte 220 millions de m<sup>3</sup>). Le productible de la Grande Dixence est cependant ~12 fois plus élevé que celui du Lac de la Gruyère en raison d'une hauteur de chute  $h$  bien plus grande.*

#### Centrales au fil de l'eau

L'eau captée par l'aménagement ne peut pas être stockée ou alors sur des durées de temps brèves (au plus quelques jours voire quelques heures). Ainsi, la production de l'aménagement n'est que peu ou pas pilotable. En particulier, l'eau captée par l'aménagement en été doit être turbinée en cette saison et ne peut pas être stockée pour être turbinée en hiver. La taille et la puissance de telles installations peut varier de 300 kW (taille minimale de prise en compte dans la Statistique des aménagements hydroélectriques de l'OFEN) et plusieurs dizaines de MW.

*Exemple : la centrale de l'Oelberg (Maigrauge) turbine les apports naturels de la Sarine, sur un mode largement influencé par le débit de la rivière.*

## Centrales de pompage-turbinage

L'énergie électrique n'est pas stockable directement sous cette forme. Un stockage implique nécessairement une conversion d'énergie (par exemple sous forme chimique dans le cas des batteries). Les installations de pompage-turbinage permettent de stocker l'eau en convertissant de l'énergie électrique en énergie potentielle de pesanteur. Autrement dit, une telle installation consomme de l'énergie électrique pour remonter de l'eau en altitude et en bénéficier plus tard. Pour une énergie électrique  $E_{pomp}$  de pompage, l'énergie  $E_{stock}$  effectivement stockée est donnée par  $E_{stock} = \eta_{pomp} \times E_{pomp}$  où  $\eta_{pomp}$  est l'efficacité de l'ensemble de l'installation de pompage (pertes de charge hydraulique, pertes mécaniques de la pompe, pertes électromagnétiques du moteur). Puisque  $0 < \eta_{pomp} < 1$ , il en résulte que  $E < E_{pomp}$ .

Ainsi, sans considération des apports naturels, une installation de pompage-turbinage consomme plus d'énergie électrique qu'elle n'en stocke et qu'elle n'en produit. Cette consommation d'énergie électrique est la contrepartie de pouvoir stocker temporairement de l'énergie, sous forme d'énergie potentielle de pesanteur dans une retenue d'eau.

Dans les faits aujourd'hui, le pompage-turbinage présente principalement une contribution à la sécurité d'approvisionnement au travers de l'équilibrage de l'offre et de la demande à très court-terme, au pas infra-journalier. Les cycles de pompage-turbinage s'effectuent à des échelles de temps journalières, tout au plus hebdomadaires. C'est le cas de toutes les installations de pompage-turbinage en Suisse, y.c. les plus grosses installations (Nant de Drance, Linth-Limmern, FMHL<sup>5</sup>). En outre, la rentabilité du pompage-turbinage dépendra très fortement des conditions de marché, lesquelles peuvent se montrer volatiles et incertaines sur le long-terme.

## Mini-hydraulique

Il s'agit d'installation au fil de l'eau de puissance très faible, de puissance généralement inférieure à 300 kW. Ces installations peuvent se trouver sur des cours d'eau mineurs, avec un faible débit et ne permettant pas toujours un turbinage tout au long de l'année selon les apports hydrologiques, notamment en hiver.

En outre, ces installations sont en générales très peu ou pas pilotables (production au fil de l'eau, dépendant des apports hydrauliques).

Cette catégorie englobe également les installations de turbinage d'eau potable ou d'eaux usées (dans des STEP), lesquelles sont en général non pilotables et avec des puissances installées très faibles (quelques dizaines de kW).

*Exemple : le turbinage d'eau potable dans la commune Haut-Intyamon (Chabloz Energie SA) possède depuis 2007 une puissance installée de 160 kW, pour un productible de l'ordre de 1,2 GWh/an. Cette production correspond à 0,2% du productible cantonal resp. à moins de 1% du productible de l'usine de Hauterive qui turbine les eaux du Lac de la Gruyère.*

---

<sup>5</sup> Groupe E possède une participation de 13,14% dans la société Forces Motrices Hongrin-Léman SA (FMHL). La présente étude, se limitant au périmètre géographique du territoire cantonal fribourgeois, ne discute pas le potentiel lié à l'aménagement de FMHL (situé sur le canton de Vaud) dans le présent rapport.

### 2.2.3 Contribution de la force hydraulique à la sécurité d'approvisionnement hivernale

Les centrales au fil de l'eau contribuent à la sécurité d'approvisionnement hivernale uniquement dans la mesure où les apports hydrauliques ne se tarissent pas en hiver en raison du gel et de la neige.

La contribution des centrales à accumulation peut être en général bien supérieure, dès lors que la taille du réservoir d'accumulation permet de stocker des quantités d'énergie substantielles. Ce sont par exemple ces centrales qui assurent la réserve d'énergie hydraulique hivernale, fixées pour l'hiver 2023/2024 à 400 GWh par l'EiCom [5].

Aucune installation de pompage-turbinage en Suisse ne contribue fondamentalement à la sécurité d'approvisionnement hivernale. Même l'installation de FMHL, avec une capacité de stockage de 100 GWh<sup>6</sup>, couvre seulement 2.5% de l'actuel déficit hivernal suisse (4 TWh).

Les projets de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, lesquels devront apporter +2TWh/an de production hivernale, sont essentiellement des projets de rehaussement de barrage (par ex. Sambuco, Emosson) et de construction de nouveaux ouvrages de retenues sur des sites alpins rendus possibles par le récent recul de glaciers (par ex. Gorner, Trift). Parmi les différents critères d'évaluation utilisés lors de cette table ronde, un critère central était la contribution des projets à l'augmentation du volume de stockage [15]. Celle-ci devait être supérieure à 50 GWh/an resp. supérieure à 35 GWh/an dans le cas d'un rehaussement de barrage. Le projet SCHEM, malgré une augmentation du productible annuel, ne présentait une augmentation du volume de stockage que de 4 GWh/an et n'a donc pas été retenu.

---

<sup>6</sup> FMHL, site internet, consulté le 16.02.2024

## 3 Etat de la force hydraulique du canton de Fribourg

### 3.1 Historique

La force hydraulique est la première filière de production d'électricité du canton de Fribourg. Elle s'est développée dès 1893 avec l'inauguration de la centrale de Charmey par la Société Electrique de Bulle (SEB - ancêtre de GESA). La retenue d'eau du barrage de la Maigrauge (construit entre 1870 et 1872 pour alimenter Fribourg en eau potable) sert pour la production d'hydroélectricité dès 1910 avec la mise en service de la première centrale de production d'envergure : centrale de l'Oelberg. En 1913, le rapport Maurer produit une première carte recensant les potentiels projets sur le territoire cantonal. La filière s'est ensuite développée, avec un essor marqué dans les années 1950-1970 [Figure 9], pour compter en 2024 une production escomptée (productible théorique des installations existantes) d'environ ~610 GWh/an d'électricité.

Historique de la puissance installée cumulée dans le canton de Fribourg (MW)

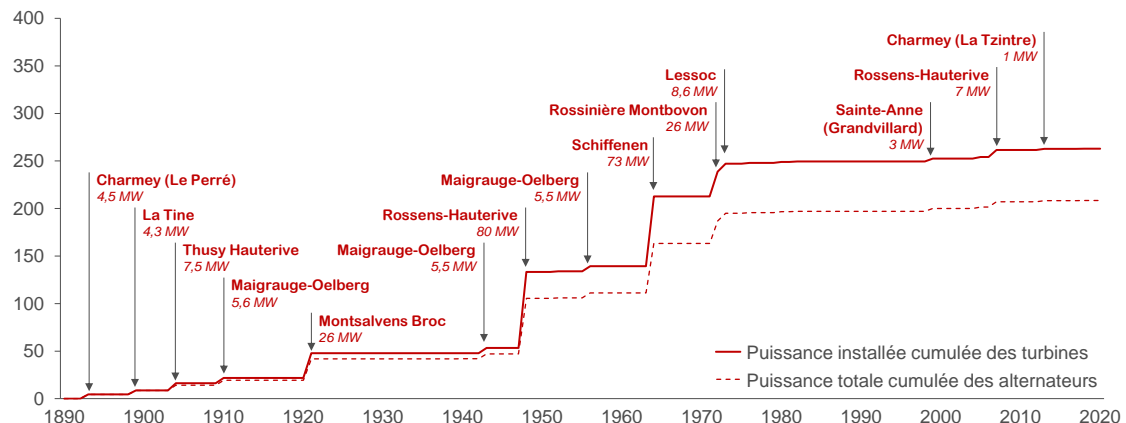


Figure 9 : Historique de la puissance cumulée (des installations en fonction) dans le canton de Fribourg [MW, 1910-2020] (Ouvrages recensés en Annexe 6.1)

Dans le début des années 2000, grâce aux nouveaux programmes de promotion à l'échelon fédéral, des projets fribourgeois de petite et mini-hydro ont pu voir le jour. Une petite quinzaine d'installations pour une production totale de 5 GWh/an ont été mises en service sur des cours d'eau, des réseaux d'eau potable et d'eaux usées. En comparaison des centrales à accumulation et au fil de l'eau déjà en service, cela représente un gain de productible de l'ordre de +1%.

La part hivernale de la production annuelle hydroélectrique varie selon les aménagements [Figure 10]. Au total entre 2018 et 2022, les aménagements hydroélectriques de Groupe E ont produits à 55% sur les mois d'hiver (d'octobre à mars) et à 45% sur les mois d'été (d'avril à septembre). Cette part hivernale est majoritairement portée par les ouvrages à accumulation (Hauterive, faisant bénéficier les ouvrages en aval comme celui de la Maigrauge et de Schiffenen). Les ouvrages qui disposent de moins de retenue (au fil de l'eau) produisent moins en hiver

(Montsalvens, Montbovon, Lessoc). La production hivernale de ces ouvrages est toutefois généralement supérieure à 40%, ce qui reste non négligeable.

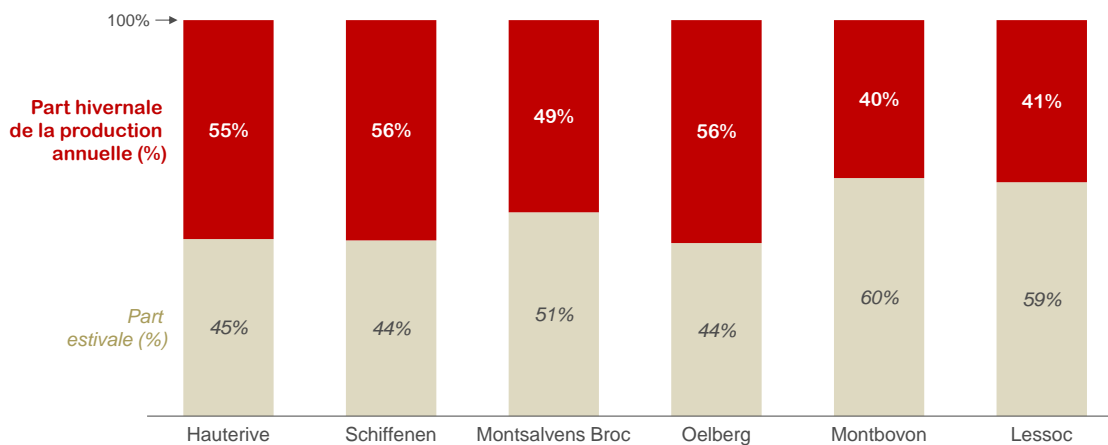


Figure 10 : Répartition saisonnière<sup>7</sup> de la production annuelle des ouvrages de Groupe E [% de la production annuelle, moyenne sur 2018-2022] [16]

### 3.2 Répartition géographique des aménagements et des bassins versants

Les aménagements hydroélectriques du canton de Fribourg se concentrent principalement sur la Sarine et la Jogne [Figure 11]. La Broye fribourgeoise se caractérise par un potentiel hydraulique très limité, notamment en raison de l'absence de déclivité dans cette région), ce qui explique pourquoi presque aucun aménagement n'y figure. En outre, la Singine, cours d'eau frontalier avec le canton de Berne résultant de la jonction de la Singine chaude en aval du Lac Noir et de la Singine froide, est encore proche de l'état naturel et aucun aménagement hydraulique n'y figure.

L'illustration de la Figure 11 montre qu'une grande partie des eaux des bassins versants fribourgeois est captée par une installation de production hydraulique. Ainsi, l'exploitation du potentiel hydraulique restant ne pourra pas consister en l'augmentation du volume d'eau capté mais devra consister en la création de nouveaux paliers de turbinage (levier  $h$ ), dans le rehaussement de barrages (levier  $h$ ) ou en l'augmentation de l'efficacité des installations de production (levier  $\eta_{turb}$ )

<sup>7</sup> Les écarts été/hiver pour les aménagements dont le débit turbiné ne change pas au cours de l'année (notamment en raison d'aspects environnementaux) peuvent s'expliquer par les variations de niveau de lac qui impactent le productible (hauteur de chute). Pour d'autres aménagements, comme celui du lac de la Gruyère, la répartition du productible peut être conditionnée par des besoins opérationnels : en effet, pour des raisons de sécurité, l'exploitant peut être amené à turbiner de manière conséquente en fin d'hiver pour abaisser le niveau du lac (marnage important) pour créer le volume de rétention suffisant pour absorber les apports issus de la fonte du manteau neigeux et des précipitations printanières pour prévenir toute situation de déversement (risque majeur pour les biens et les personnes)

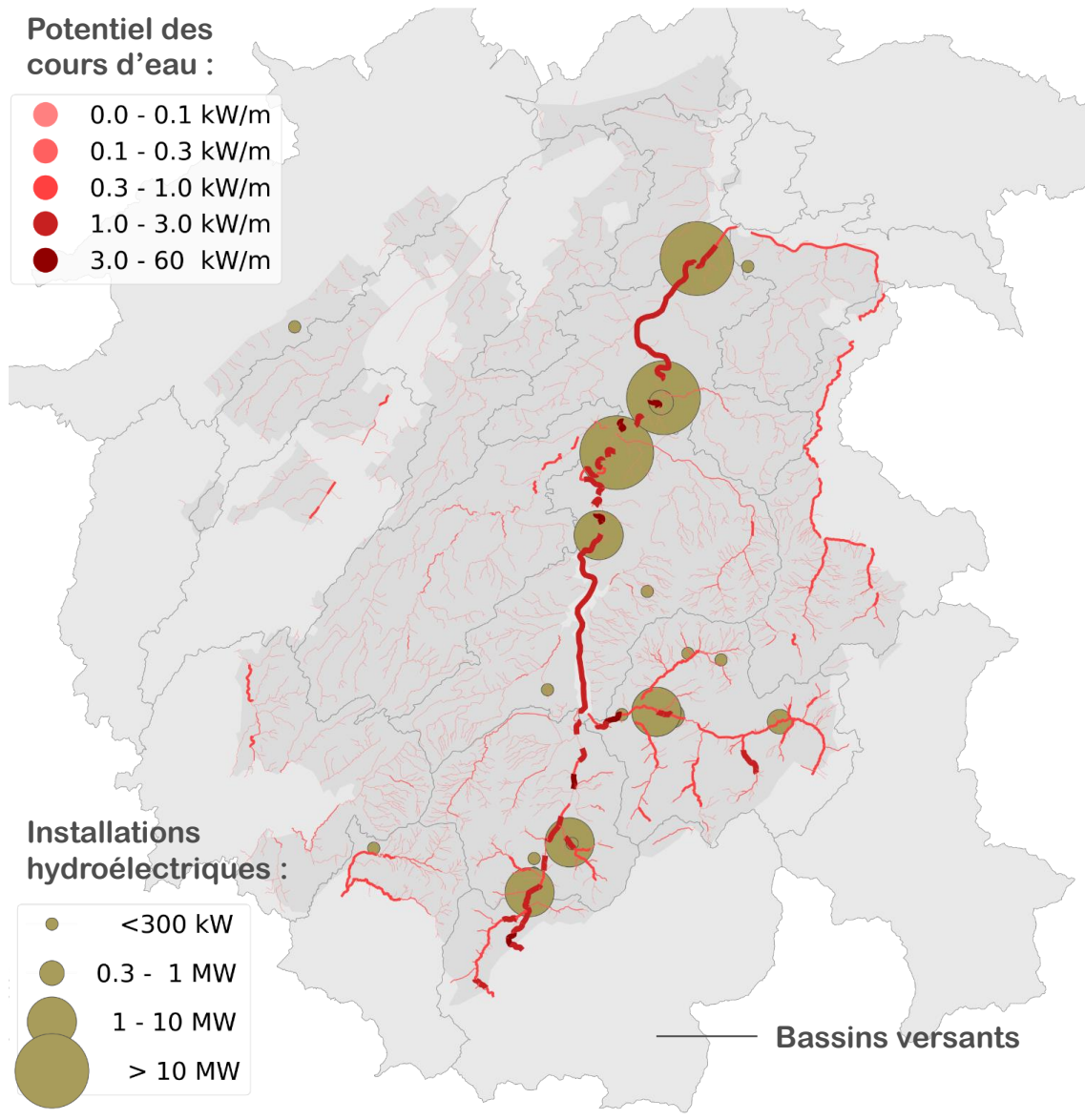


Figure 11 : Répartition géographique des aménagements hydroélectriques fribourgeois au regard des bassins versants (bassins du bilan) et du potentiel des cours d'eau (kW/m) [17] [18]



### 3.3 Etudes de référence sur le potentiel de développement de la force hydraulique

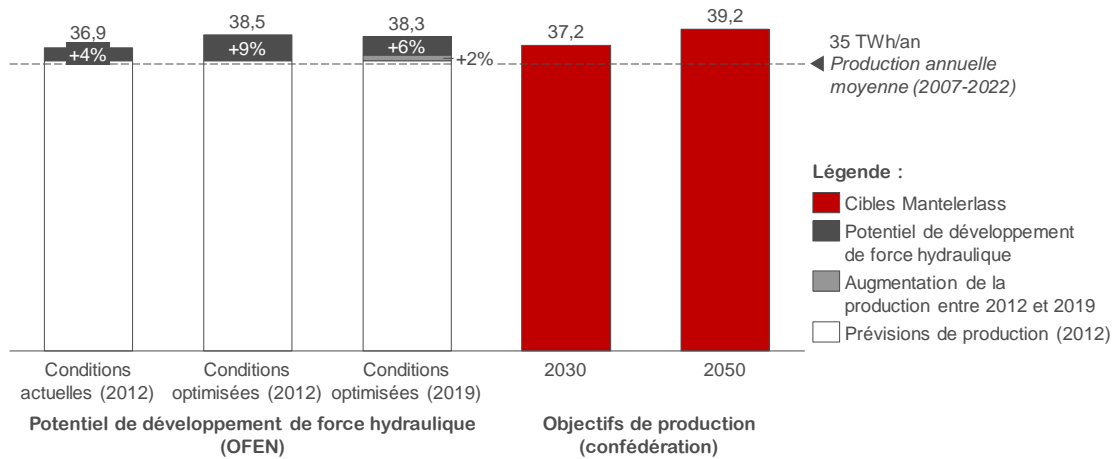
La détermination du potentiel de la force hydraulique d'un territoire doit se faire au regard des conditions cadres réglementaires, technico-économiques, territoriales, sociétales et environnementales. A ce titre, l'évaluation du potentiel de la force hydraulique d'un territoire doit se faire en recensant les projets réalisables au regard des conditions cadres mentionnées ci-dessus. Si ces conditions changent (par exemple une évolution du cadre réglementaire ou du contexte technico-économique), le potentiel du territoire peut être impacté. Ce principe est mis en lumière par les études de l'OFEN sur le potentiel de la force hydraulique en Suisse (2012-2019) [19] [20] et du service de l'énergie (SdE) de l'état de Fribourg dans le plan sectoriel de l'énergie de 2017 [8].

#### 3.3.1 Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique suisse (OFEN)

En 2012, et selon les conditions cadres au moment de l'étude, l'OFEN montre que le potentiel de la force hydraulique suisse peut varier entre 1'530 GWh/an et 3'160 GWh/an (entre 38 GWh/an et 48 GWh/an pour le canton de Fribourg) [Figure 12] [19].

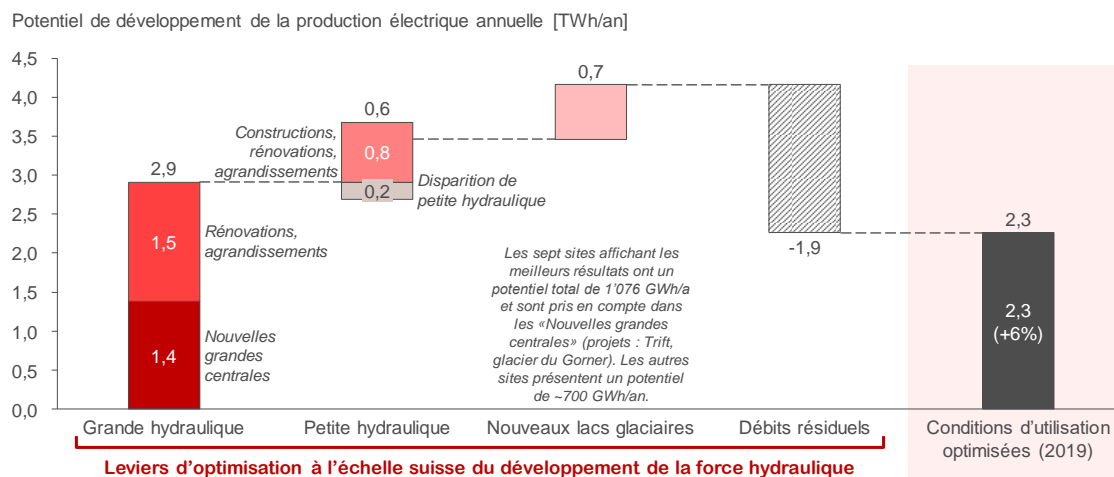
En 2019, l'OFEN a procédé à une re-estimation du potentiel suisse [Figure 12] [20]. Ce dernier tient compte des projets réalisés entre les 2 études (640 GWh/an) et des changements de conditions cadres : économiques (introduction de primes de marché grande hydraulique, fin du système de rétribution à prix coutant RPC) et environnementales (par ex. pesée des intérêts, dispositions relatives aux débits résiduels). Mis à part le projet SCHEM, qui est nouvellement pris en compte dans l'étude comme projet de grande hydraulique, le reste du potentiel du canton de Fribourg est inchangé dans l'étude de 2019 par rapport à l'étude de 2012. Le potentiel national additionnel passe en 2019 de 3'160 GWh/an à ~2'300 GWh/an tout en tenant en compte du potentiel offert par le recul des glaciers, estimé à 700 GWh/an en sus [Figure 13]. En outre, notons que ce potentiel pourrait s'avérer insuffisant pour atteindre les objectifs de production fixés par la Confédération dans la loi pour un Approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (Mantelerlass) [3].





**Figure 12 : Comparaison entre les volumes historiques de production hydroélectrique suisse et les études de potentiel de développement et les projections à horizon 2050 de l'OFEN [TWh/an] [19] [20] (Annexe 6.3)**

Par opposition au potentiel « théorique » (potentiel énergétique physique sans aucune restriction) et au potentiel « technique » (potentiel sans autres considérations que celles techniques), l'OFEN parle dans ces études de potentiel « attendu », qui intègre les dimensions techniques, économiques, écologiques et sociétales). Les estimations de ce potentiel reposent avant tout sur l'analyse des projets réalisables ou non, dont les informations sont disponibles au niveau des différents cantons et auprès de la branche. En outre, l'OFEN a intégré aux travaux des parties prenantes telles que des représentants des milieux scientifiques, de l'administration, des associations environnementales.



**Figure 13 : Décomposition du potentiel de développement de force hydraulique suisse (OFEN-2019) par levier d'optimisation [TWh/an] [20]**

Notons que l'étude de l'OFEN de 2019, dont les conclusions sont synthétisées à la Figure 13, se concentre sur les nouvelles installations et ne prend pas en compte l'impact d'une possible augmentation des débits résiduels pour les installations existantes, lesquels doivent être notamment redéfinis lors de chaque renouvellement de concessions.

### 3.3.2 Plan sectoriel de l'énergie du canton de Fribourg (SdE)

Dans le plan sectoriel de l'énergie (2017), le service de l'énergie (SdE) estime le potentiel de développement de la force hydraulique sur le territoire cantonal à +198 GWh/an [Figure 14] [8]. Ce potentiel comprend +40 GWh/an de petite hydraulique (en cohérence avec l'estimation présentée par l'OFEN dès 2012, mais sans donner le détail des projets correspondants) et le projet SCHEM, évalué à +158 GWh/an (dont 55 GWh/an devront être restitués au canton de Berne - les eaux de la Sarine étant déviées vers le lac de Morat, prétéritant la production des centrales de BKW et BIK en aval). A l'échelle suisse, ce potentiel supplémentaire représente un bilan de +143 GWh/an et contribue à environ 5% des objectifs nationaux posés par le Mantelerlass (+3,1 TWh/an d'ici 2050).

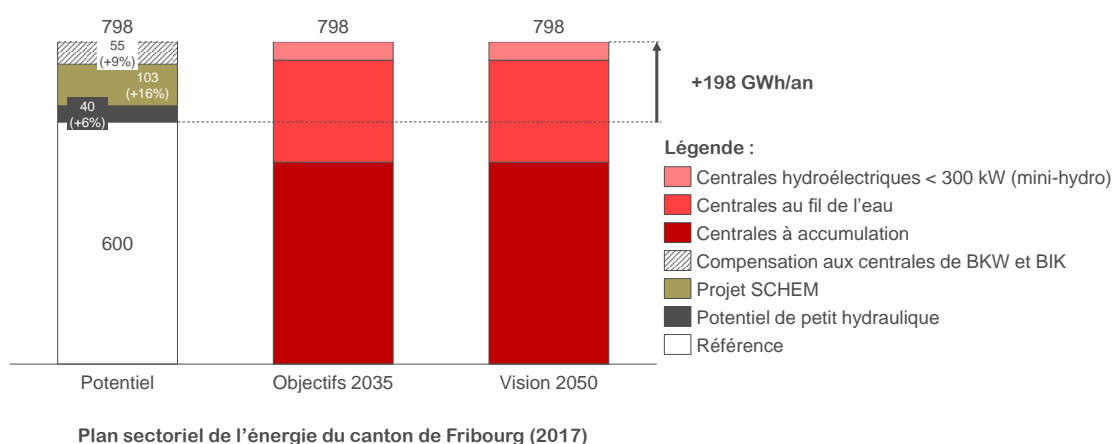


Figure 14 : Objectifs de production hydroélectrique fribourgeoise du plan sectoriel de l'énergie du canton de Fribourg<sup>8</sup> [GWh/an] [8]

## 3.4 Cadre réglementaire

### 3.4.1 Cadre réglementaire cantonal

Le régime actuel des concessions hydrauliques s'appliquant aux aménagements de Groupe E est en œuvre depuis 2004 et est régi par l'Art. 55 de la Loi sur le domaine public (LDP) [21]. A cette date, des durées de concession spécifiques à chaque aménagement ont été définies. Ces durées ont été fixées par le canton sur la base des valeurs résiduelles propres des aménagements. Le prochain retour de concession pour Groupe E concerne Schiffenen en 2044 et les prochains renouvellements et retours de concession s'échelonnent à partir de 2052 (Montbovon et Lessoc) jusqu'en 2084 (Maigrage) [Tableau 1]. La redéfinition du régime de concession de Groupe E en 2004 a également permis de redéfinir les régimes de débits résiduels, lesquels sont aujourd'hui tous validés à l'exception des usines de Lessoc et de Hauterive. Sur la

<sup>8</sup> Production totale hydroélectrique de l'annuaire statistique du canton de Fribourg répartie par type d'ouvrage selon la nomenclature retenue dans l'Annexe 6.1.

Jogne, la centrale de Charmey exploitée par GESA dispose d'un cadre de concession propre, distinct de celui redéfini pour Groupe E en 2004.

Année de retour de concession	2044	2052	2055	2076	2084
Installation	Schiffenen	Montbovon Lessoc	Rossens- Hauterive	Montsalvens- Broc	Maigrauge- Oelberg

Tableau 1 : Retours de concession des installations de Groupe E

Le canton de Fribourg doit mettre en œuvre sur son territoire les dispositions prévues par le cadre réglementaire fédéral, notamment les Art. 10 LEné (Plans directeurs des cantons et plans d'affectation) [22] et Art. 8b LAT (Contenu du plan directeur dans le domaine de l'énergie) [23]. A ce titre, lors de ses travaux sur la gestion de la force hydraulique, le canton de Fribourg a élaboré dès 2010 une carte représentant les zones d'exclusion de petites centrales hydrauliques sur l'ensemble des cours d'eau du canton (voir carte en Annexe 6.4) [24]. Cette carte ne représente pas les tronçons qui se prêtent à l'exploitation de la force hydraulique mais représente les zones et tronçons de cours d'eau pour lesquels des nouvelles centrales sont exclues. Elle n'est d'ailleurs pas exhaustive pour tous les critères d'exclusion, il est donc possible que d'autres tronçons soient également concernés par des critères d'exclusion. Sans préjuger de la faisabilité de possibles projets ni d'une future pesée des intérêts environnementaux, cette planification cantonale permet d'orienter les exploitants vers les projets avec les meilleures chances de réalisation. Enfin, en l'attente d'une aide à l'exécution en la matière de l'OFEN, le canton prévoit d'établir une liste des tronçons de cours d'eau fribourgeois aptes à l'exploitation de la force hydraulique.

Pour les nouveaux aménagements de petite hydrauliques (nouvelles concessions) mais également pour les renouvellements de concessions, le canton clarifie les lignes directrices des procédures d'autorisation et les méthodes d'évaluations à appliquer pour réaliser la pesée des intérêts. Le manuel « Evaluation et gestion de la force hydraulique du canton de Fribourg » [24] recense et décrit les critères environnementaux (27 critères<sup>9</sup>) et énergétique (1 critère) à prendre en compte pour la pesée des intérêts. La segmentation de ces critères est illustrée à la Figure 15 ci-dessous. Une pesée d'intérêt, sur la base d'analyses techniques et environnementales détaillées (pouvant nécessiter le recours à des bureaux d'ingénieurs spécialisés), doit être faite sur chaque critère sans en écarter aucun. Les procédures d'octroi ou de renouvellement de la concession, du permis de construire et d'approbation des plans d'installations électriques décrites au Chapitre 3 du document sont toujours actuelles. Notons que, comme la pesée des intérêts environnementaux doit être réeffectuée lors d'un renouvellement de concession, le productible annuel des aménagements concernés pourrait être impacté (si par exemple des débits résiduels plus importants venaient à être mis en œuvre). Enfin, les critères d'exclusion et les critères d'évaluation nommés dans le manuel « Evaluation et gestion de la force hydraulique du canton de Fribourg » ont été repris dans le plan directeur cantonal [10].

<sup>9</sup> 28 critères environnementaux numérotés dans l'annexe 3 du manuel « Evaluation et gestion de la force hydraulique du canton de Fribourg » mais absence de critère numéro 27 dans cette liste.

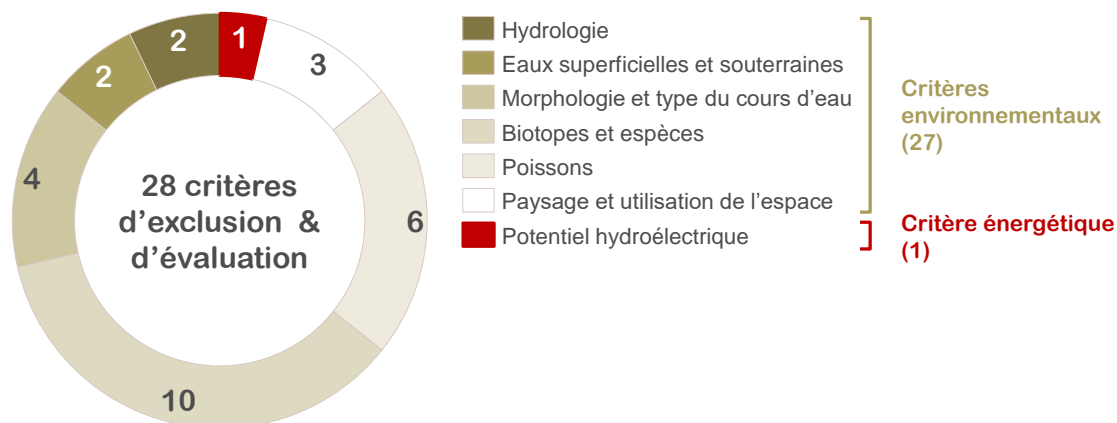


Figure 15 : Classification des critères d'exclusion et d'évaluation des tronçons de cours d'eau influencés par la force hydraulique selon le manuel «Evaluation et gestion de la force hydraulique du canton de Fribourg» [24] et repris dans le plan directeur cantonal [10]

### 3.4.2 Cadre réglementaire fédéral

Le cadre réglementaire fédéral impacte le potentiel hydraulique cantonal au travers des conditions cadres économiques et de pesée des intérêts qu'il fixe.

Introduite en 2009, la rétribution à prix coutant (RPC) a largement incité les porteurs de projets de nouvelles petites centrales hydroélectriques à faire des études et à construire de nouvelles installations. En effet, la RPC a permis de garantir un prix de vente de l'électricité suffisamment élevé pour permettre la réalisation de nouveaux projets jusqu'alors bloquée par un bilan technico-économique défavorable. Disposant d'un budget limité approvisionné par une contribution sur l'utilisation du réseau d'électricité, la RPC n'a pas été en mesure d'être versée à tous les projets identifiés. En conséquence, cette « file d'attente » à l'obtention de la RPC a contribué à stopper certains développements de projets hydrauliques. En 2018, le système de rétribution de l'injection (SRI) a succédé à la RPC. Actuellement, le cadre fédéral offre des contributions à l'investissement, pouvant monter jusqu'à 40%-60% des coûts d'investissement pour de nouvelles centrales hydrauliques ou leur agrandissement (à l'exclusion de certaines centrales de puissance trop faible et devant être installées sur des cours d'eau pas encore exploités) [22].

Depuis 2011, le droit fédéral<sup>10</sup> impose aux exploitants de centrales hydroélectriques de mettre en œuvre des mesures de renaturation des cours d'eau. Il peut s'agir notamment de la mise en œuvre de débits résiduels (introduit dans le droit fédéral dès 1992 par la loi fédérale sur la protection des eaux LEaux et régi actuellement par son article 31) [25]. Il peut s'agir également d'autres mesures telles que l'assainissement des éclusées, la libre migration piscicole et le rétablissement du régime de charriage. Ces autres mesures ont été introduites en 2011 dans la LEaux avec une exigence d'un délai de mise en œuvre de 20 ans, lequel qui échoit le 31 décembre 2030. La plupart des mesures de renaturation impactent (de manière plus ou moins significative) le productible énergétique des installations hydrauliques (pertes de production). Ces impacts doivent être mis au regard des gains environnementaux espérés avec ces mesures. Certaines mesures (par ex. débits résiduels) engendrent des coûts resp. des pertes d'exploitation

<sup>10</sup> Modifications des lois fédérale sur la protection des eaux (LEaux), sur l'aménagement des cours d'eau (LACE), sur l'énergie (LEne) ainsi que sur le droit foncier rural (LDFR)

qui sont à la charge du producteur. Les coûts d'autres mesures (par ex. assainissement des éclusées ou rétablissement du régime de charriage) peuvent être remboursées en principe intégralement à l'exploitant par un fond fédéral spécifique (voir détails en partie 4.6).

Plus récemment, la Loi fédérale sur un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, votée par les Chambres fédérales fin 2023 [3]<sup>11</sup>, introduit de nouvelles dispositions qui impactent le potentiel de la force hydraulique :

- régimes de subventions (par ex. participation au système de la prime de marché flottante et droit d'option avec la contribution d'investissement) ;
- mesures concernant les débits résiduels (par ex. augmentation temporaire de la production d'électricité en cas de pénurie imminente) ;
- règles pour la pesée des intérêts et procédures d'autorisation (par ex. statut d'intérêt national pour les centrales à partir d'une certaine taille et d'une certaine importance).

Enfin, le Parlement fédéral débat actuellement de plusieurs objets parlementaires et projet de loi qui impacteront l'exploitation du potentiel de la force hydraulique :

- Projet de loi pour l'accélération des procédures pour simplifier et accélérer la construction d'installations hydroélectriques déclarées d'intérêt national : cette loi permettrait notamment, dans la pesée des intérêts encadrée par l'Art. 6 al. 2 LPN [26], de placer au même niveau ces installations avec d'autres objets d'importance nationale figurant dans un inventaire de la Confédération (par ex. zones géographiques, élément architectural, autre) ;
- Motion 23.3021 Garantir les investissements d'agrandissement et de modernisation des installations hydroélectriques : cette loi permettrait d'éviter le blocage ou le retard de nouveaux projets de production hydraulique en raison de négociation ayant trait au retour de concession (Art. 67, al. 4, LFH [27]) ;
- Motion 23.3498 Protéger les droits d'eau immémoriaux et créer des conditions claires pour l'application des dispositions relatives aux débits résiduels : cette loi redéfinirait certains droits d'eaux et de propriété, avec un possible impact sur les prescriptions en matière de débits résiduels ou les conditions-cadres d'investissements.

---

<sup>11</sup> Acceptée en votation populaire le 9 juin 2024

## 4 Leviers d'optimisation du potentiel hydroélectrique fribourgeois

Par similitude avec l'approche retenue par l'OFEN et celle du plan sectoriel de l'énergie de l'état de Fribourg, la présente étude propose d'estimer le potentiel « attendu » du canton de Fribourg selon les conditions cadres actuelles en identifiant l'ensemble des projets et leviers d'optimisation de la production hydroélectrique et en impliquant des experts de différents domaines.

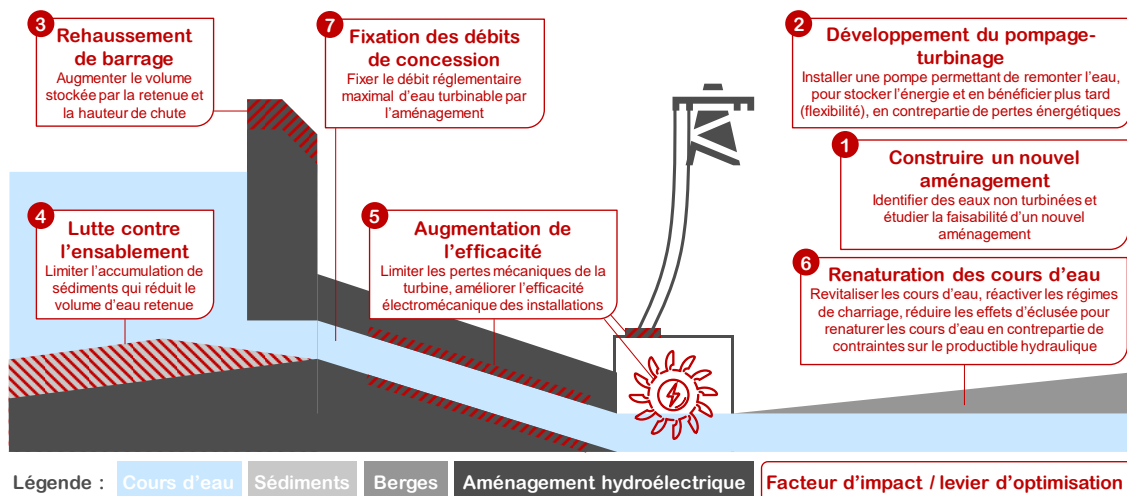
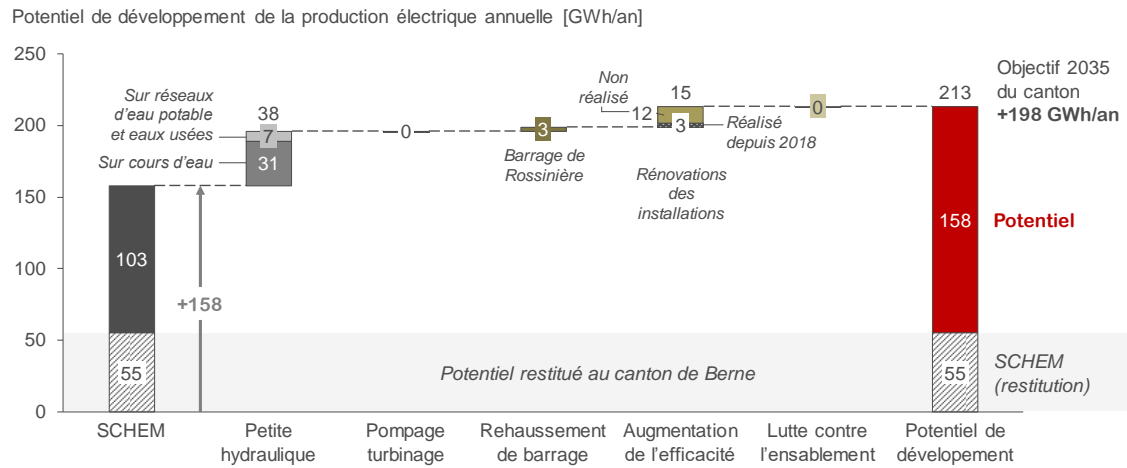


Figure 16 : Facteurs d'impact et leviers d'optimisation de la production hydroélectrique

Les sous-parties de ce chapitre 4 détaillent, pour chacun des leviers d'optimisation et facteur d'impact, les principes, les enjeux, les conditions de mise en œuvre, et une estimation du potentiel pour le canton de Fribourg. La Figure 17 synthétise les résultats des analyses. Dans cette figure, les facteurs d'impact que sont les mesures de renaturation des cours d'eau et la fixation des débits de concession n'ont pas été représentés car il s'agit de facteurs imposés au gestionnaire d'aménagement. Les projets revus dans ce rapport<sup>12</sup> permettent d'augmenter le productible annuel cantonal de 213 GWh/an (+158GWh/an du point de vue de la Suisse). Si le projet SCHEM et l'ensemble des rénovations prévues par Groupe E sont réalisés, les objectifs du canton à horizon 2035 (+198 GWh/an) peuvent être atteints en tirant partie de 2/3 du potentiel de la petite hydraulique.

<sup>12</sup> Le potentiel présenté sur la Figure 17 ne tient compte que des développements envisagés par les énergéticiens du canton ayant fait l'objet de pré-études. En particulier, un rehaussement de barrage n'a été envisagé qu'à Rossinière, seules les rénovations prévues par Groupe E sont retenues dans l'augmentation de l'efficacité.



**Figure 17 : Décomposition du potentiel de développement de force hydraulique fribourgeoise par levier d'optimisation (GWh/an)**

## 4.1 Nouveaux aménagements

### 4.1.1 Principes, enjeux et conditions de mise en œuvre

Le développement de la force hydraulique par de nouveaux aménagements consiste à identifier des eaux non turbinées ou hauteurs de chute encore non exploitées dans des zones pouvant accueillir un nouvel ouvrage. Un nouvel ouvrage soulève, de fait, tous les enjeux du secteur : il requiert d'étudier la faisabilité technique, économique, réglementaire, sociale, et environnementale du projet. C'est pourquoi l'OFEN parle de potentiel « attendu », estimé à partir de projets identifiés comme réalisables par les acteurs du secteur (dans les conditions actuelles), et non d'un potentiel théorique ou technique qui recense toutes les eaux pouvant être turbinées.

Les possibles nouveaux aménagements peuvent appartenir aux catégories suivantes (voir les descriptions des catégories en partie 2.2.2) :

- Centrales à accumulation
- Centrales au fil de l'eau
- Mini hydro sur cours d'eau
- Mini hydraulique sur des réseaux d'eau potable ou d'eaux usées

#### **Contribution à la sécurité d'approvisionnement hivernale**

La contribution de chaque nouveau projet à la sécurité d'approvisionnement hivernal dépend du profil de production de chaque projet et de sa possible capacité de stockage d'énergie ainsi que des volumes en jeu. Elle est ainsi faible ou modérée pour les aménagements avec apports réduits voir nuls en hiver. Pour certains aménagements « fil de l'eau » connaissant un régime hydraulique des Préalpes, elle peut être bonne malgré un profil de production plutôt estival (env. 25% - 35% de production hivernale contre ~20% pour du PV de toiture mais ~60% pour l'éolien).

Les centrales d'accumulation au bénéfice d'une grande capacité de stockage présentent une très bonne contribution à la sécurité d'approvisionnement hivernale.

### 4.1.2 Etat des lieux en Suisse

Actuellement en Suisse, env. 2'160 GWh/an de production hydraulique additionnelle (petite et grande hydraulique uniquement<sup>13</sup>) sont en développement (projets à différents stades de maturité de l'étude préliminaire à la réalisation) [Figure 18] [28]. A titre de comparaison, la production des installations de la Grande Dixence était de 2'458 GWh d'électricité en 2020. Ces projets devraient également contribuer à une augmentation de la production hivernale de 2'700 GWh/an : une partie de la production estivale est déplacée car certains projets ne se concentrent pas sur l'augmentation du productible annuel mais sur l'augmentation de la capacité de stockage pour accroître le productible hivernal, voir 4.3.

---

<sup>13</sup> Les projets de mini- et micro hydraulique ainsi que de turbinage sur des réseaux d'eau potable ou d'eaux usées ne sont pas couverts par ce recensement, effectué par la Branche au travers de son association faitière (Association des entreprises électriques suisses AES).



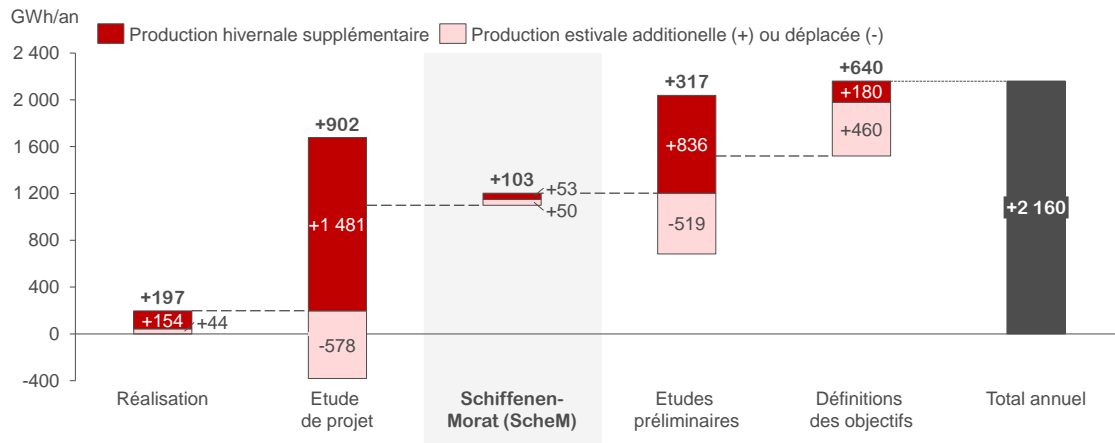


Figure 18 : Segmentation des projets de petite et grande hydraulique en Suisse selon leur état de planification [28]

Avec un bilan annuel pour la Suisse de +103 GWh/an (dont env. 50% hivernal), le projet de centrale déviatrice de Schiffenen-Morat (SCHEM) participe à 5% de cette production supplémentaire. SCHEM est le seul projet fribourgeois de cette liste connue de la branche [Figure 19] [28]. La majorité des développements de la force hydraulique suisse se trouvent dans les Alpes (VS, BE, GL, TI, GR).

### Carte AES des projets d'énergie hydroélectrique

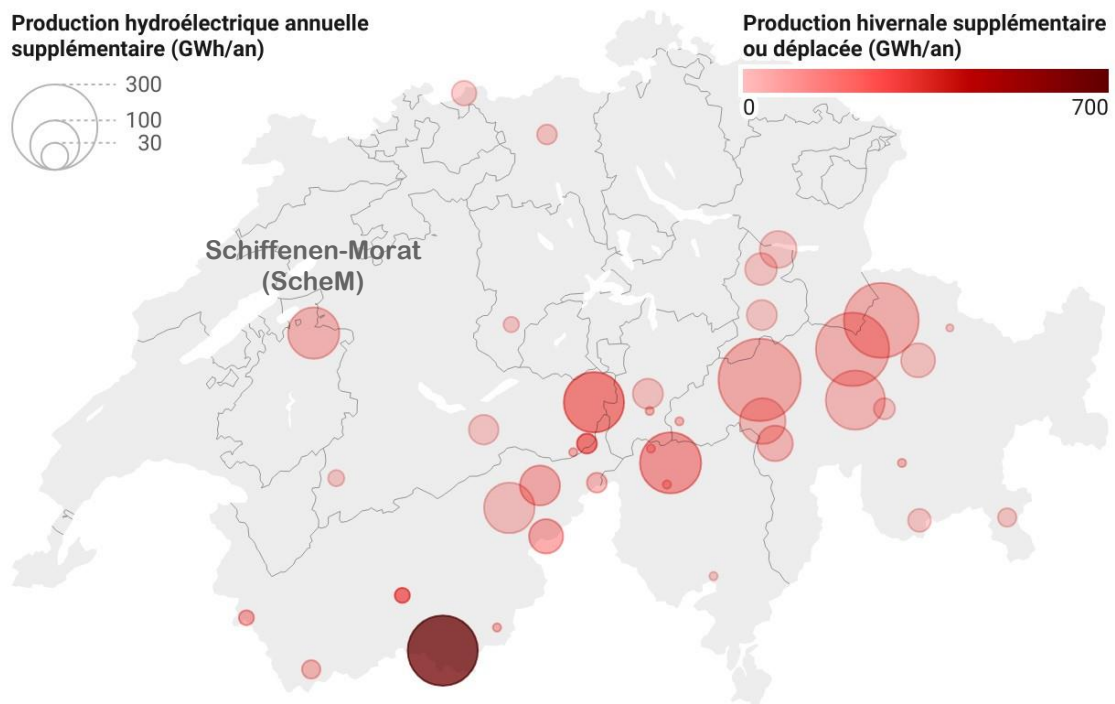


Figure 19 : Vue d'ensemble des projets de développement hydroélectrique en Suisse dont l'AES a connaissance (dont SCHEM dans le canton de Fribourg) [28]

Parmi les projets de nouveaux aménagements, selon l'Art. 12, al. 2 LEné du projet de Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables [3], certains peuvent être au bénéfice de la reconnaissance d'un intérêt national dès lors qu'ils sont d'une certaine taille et d'une certaine importance. À la suite de l'acceptation de la loi par référendum le 9 juin 2024, cette disposition permettra de donner plus de poids à ces projets lors de la pesée des intérêts au regard de critères environnementaux ou patrimoniaux.

Pour les aménagements de mini-hydraulique, le Parlement a d'une certaine manière déjà orienté la pesée des intérêts dans le cadre de la Stratégie Énergétique 2050 en excluant par défaut les centrales hydrauliques d'une puissance hydraulique moyenne brute<sup>14</sup> inférieure à 1 MW des mécanismes de subventionnement fédéraux (Art. 19 Ch. 4 al. a LEné et Art 26 Ch. 1 al. a) [22]. En ce sens, le Parlement n'a pas souhaité créer des conditions économiques plus favorables à ce type d'installation, dans une volonté de « réduire sensiblement le nombre de petites installations hydrauliques qui présentent un rapport plutôt faible entre rendement énergétique et impact sur l'environnement, et d'augmenter l'efficacité de la promotion (francs/kWh) » [29]<sup>15</sup>. Des exceptions sont cependant prévues pour les centrales de turbinage d'eau potable ou de STEP ou pour des centrales implantées sur des cours d'eau déjà exploités ou n'induisant aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels (Art. 19 Ch. 5 al. a, b LEné et Art 26 Ch. 5 al. a, b LEné) [22].

Les coûts d'investissement des nouveaux projets de production hydraulique sont très variables. Pour les projets de grande hydraulique (plus de 10 MW de puissance installée), ces coûts peuvent varier entre 1 et 10 kCHF/kW. Ceci correspond à des coûts de revient compris entre 7 et 25 cts/kWh, et l'OFEN estime « réaliste » de viser un cout de revient de ~15 cts/kWh pour 2 TWh/an de production additionnelle de grande hydraulique en Suisse [30]. Pour les projets de petite et mini-hydraulique, les coûts d'investissement peuvent être potentiellement plus élevés, pouvant aller de 5 kCHF/kW à 30 kCHF/kW selon la taille et le type d'installation (par ex. ouvrage spécifique ou intégration à un réseau d'eau potable). Ces coûts de revient peuvent être abaissés en fonction des montants alloués par les contributions fédérales à l'investissement auxquelles peuvent être éligibles les projets individuels, entre 40 – 60% selon l'état de la LEné, pour atteindre 8 -10 cts/kWh pour les meilleurs projets [22].

De manière générale, le potentiel de la force hydraulique ayant été déjà largement exploité en Suisse, les possibles projets restants sont également souvent dans la fourchette haute des coûts. En outre, le coût de revient de la production tend à augmenter dans la mesure où la taille de l'installation diminue. En effet, pour certains équipements comme l'électronique de puissance, le coût ne diminue pas ou peu avec la taille de l'installation. En outre, pour certains projets de turbinage d'eau potable, certains éléments de complexité viennent renchérir ces projets (par

---

<sup>14</sup> La puissance hydraulique moyenne brute est définie par l'Art. 51 LFH. Cette puissance dépend du débit effectif et de la chute brute à disposition. ; elle représente l'énergie hydraulique à disposition pour la transformation en énergie électrique. Cette puissance est généralement inférieure à la puissance nominale de l'alternateur, car il s'agit d'une moyenne annuelle et que l'installation ne produira pas toute l'année à puissance nominale. Ainsi, pour une centrale d'une puissance hydraulique moyenne brute de 1 MW, on peut compter dans la pratique avec une puissance installée de 2- 3 MW.

<sup>15</sup> Cette vision a été poursuivie en 2024 par l'OFEN dans le cadre de la consultation des ordonnances sur la loi pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Pour les installations d'une puissance < 150 kW et au bénéfice d'obligation de rachat par le gestionnaire de réseau de distribution local, le Conseil fédéral propose de fixer la valeur minimale de reprise à 12 cts/kWh (premier quintile, soit la première tranche de 20 %, des coûts des installations figurant dans la base de données de l'OFEN) pour ne pas encourager la construction de nouvelles installations, mais assurer la poursuite de l'exploitation des installations existantes.

exemple complexité du maillage du réseau, calendrier prévu des rénovations, programmation des automates, intégration des turbines dans des réseaux d'eau sans perturber le système). Pour ces projets, des coûts de revient de l'ordre de 10 – 20 cts/kWh après subvention fédérale (selon le régime actuel de contribution fédérale à l'investissement) sont réalistes.

#### 4.1.3 Caractérisation du potentiel libre fribourgeois

##### **Centrale déviatrice de Schiffenen-Morat (SCHEM)**

Le projet SCHEM est identifié dès 1913 par l'ingénieur Maurer. Celui-ci ne s'est pas réalisé au bénéfice de l'actuel aménagement de Schiffenen, en raison de l'impact intercantonal jugé à l'époque rédhibitoire [31]. En 2016, la canton de Fribourg a transmis à Groupe E sa décision concernant l'assainissement d'ici 2030 des éclusées, du régime de charriage et de la libre migration piscicole dans la Sarine [32]. Cette décision demande à Groupe E de prendre des mesures appropriées sur la centrale de Schiffenen pour assainir le régime des éclusées de la Sarine. Le projet SCHEM s'inscrit alors dans la perspective de cet assainissement. À la suite de la décision d'assainissement du canton en 2016, plusieurs variantes d'assainissement ont été étudiées pour limiter l'impact environnemental des éclusées de Schiffenen sur les zones aval : bassin régulateur, déviation vers l'Aar, centrale déviatrice de Schiffenen-Morat. Les études, conduites par Groupe E en faisant appel à un comité de projet<sup>16</sup> et à un groupe participatif<sup>17</sup>, indiquent que le projet SCHEM constitue la solution la plus efficace pour résoudre le problème des éclusées de la Sarine. Selon l'état de la planification, les études liées aux demandes de concession et de permis de construire ne pourront débuter qu'après la décision finale prise par les autorités sur la variante d'assainissement des éclusées. Mais les échéances sont incertaines : sous réserve de la durée des procédures d'autorisations préalables, le début des travaux pourrait avoir lieu en au plus tôt en 2027 et la durée de réalisation est estimée à 5 ans par le porteur de projet. Cependant, pour bénéficier d'un soutien financier pouvant être octroyé dans le cadre de l'assainissement d'un cours d'eau (voir 4.6), il est impératif que les travaux soient initiés avant 2030. Le projet SCHEM porte donc un enjeu fort de temporalité dans le processus de planification de projet et d'avancement des procédures d'autorisation. L'investissement total est estimé à 350

<sup>16</sup> L'organisation des études de variantes d'assainissement de Schiffenen a fait appel à un comité de projet qui visait à la coordination des demandes entre les Cantons et la Confédération et le suivi des résultats de l'étude, avec la composition suivante :

- Canton de Fribourg DIME (Section Lacs et Cours d'Eau DIME)
- Canton de Fribourg DIAF (Section Faune, Chasse et Pêche, Service des forêts et de la nature, DIAF)
- Canton de Berne (Wassernutzung, Amt für Wasser und Abfall, Bau und Verkehrsdirektion)
- Canton de Berne (Fischereiinspektorat, Amt für Landwirtschaft und Natur, Wirtschafts-Energie- und Umweltdirektion)
- OFEV (Division Eaux, Section Force hydraulique-assainissements)
- Consortium SE2H composé des bureaux Gruner, Hydrique et Ecotec

<sup>17</sup> Dans le cadre de cette étude, Groupe E a établi un groupe participatif avec les parties prenantes suivantes :

- Communes fribourgeoises, bernoises et vaudoises
- Sociétés d'endiguement
- Associations environnementales : WWF, Pronatura, Aquaviva
- Fédération suisse de pêche
- Fédérations et associations cantonales de pêches BE et FR
- Distributeurs d'eau potable
- Associations d'irrigation
- Agriculteurs
- Producteurs d'électricité en aval de Schiffenen (BKW et BIK)
- OFEV et OFEN
- Autorités cantonales FR, BE, VD, NE

millions de francs. Il est principalement porté par le coût de génie civil (80%) et par le coût des installations électromécaniques (20%) [Figure 20] [33]

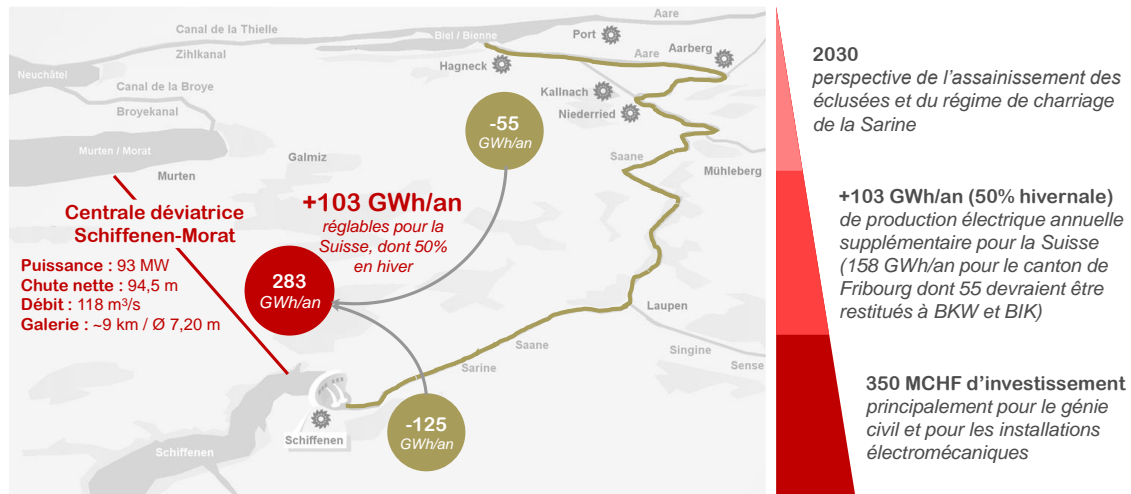


Figure 20 : Description du projet de centrale déviatrice de Schiffenen-Morat [33]

Le projet prévoit le creusement d'une galerie d'un diamètre de 7,2 m sur 9 km entre le lac de Schiffenen et celui de Morat, plus bas en altitude (95m). Une nouvelle usine à Courgevaux sera équipée d'une installation de 93 MW et produira 283 GWh/an. En contrepartie, les eaux déviées vers le lac de Morat (118 m<sup>3</sup>/s) ne bénéficieraient plus ni à la centrale de Schiffenen (-125 GWh/an), ni aux ouvrages de BKW et BIK sur l'Aar en aval de la Sarine (-55 GWh/an dans le canton de Berne). Le bilan de ce projet apportera donc 103 GWh/an supplémentaires pour la Suisse, dont 50% en hiver.

Du point de vue du canton de Fribourg, la production hydroélectrique sur le territoire augmente de 158 GWh/an, dont 55 GWh/an devront être restitués à BKW et BIK. Du point de vue du canton de Berne, la production hydroélectrique sur le territoire diminue de 55 GWh/an, baisse compensée par la restitution des 55 GWh/an.

Selon le débit résiduel choisi, l'application du règlement intercantonal sur la gestion des 3 lacs, et le modèle de gestion des crues du lac de Morat (il s'agit de ne pas péjorer la situation actuelle), le productible de SCHEM pourrait être *in fine* légèrement différent.

Enfin, le projet a fait l'objet de plusieurs études d'impact (réalisées ou en cours) : variations des niveaux des lacs de Bienne, Neuchâtel, Morat, oxygène dissous, PCB (Polychlorobiphényles), températures, nutriments, rives, eaux souterraines, espèces invasives. En particulier, le règlement d'exploitation en cas de crue dessiné par Groupe E permet de limiter à 2 cm l'impact additionnel qu'aura SCHEM sur les crues observées. Notons dès à présent que cette règle d'exploitation constitue quasiment un critère d'exclusion à la variante de pompage-turbinage (voir 4.2.3).

### Accumulation du Gros Mont

Au début du XX<sup>ème</sup> siècle, la région du Gros Mont, encaissée entre la chaîne des Gastlosen et celle du Vanil Noir, semble favorable à la création d'un lac d'accumulation et à l'implantation d'une usine hydroélectrique (Maurer, 1911-1915) [Figure 21]. La construction d'un barrage au haut des

escaliers du Gros Mont et d'une digue dans la région du Jeu de Quilles permettrait une retenue de 15,5 millions de m<sup>3</sup> d'eau dans la plaine. Le plan d'aménagement des forces hydrauliques de la Sarine de 1913 estime la production annuelle d'électricité de l'ordre de 25 GWh/an. Cette production est relativement modeste, correspondant à environ 30% de la production de l'usine de Montbovon ou ~10% de celle de Rossens-Hauterive.

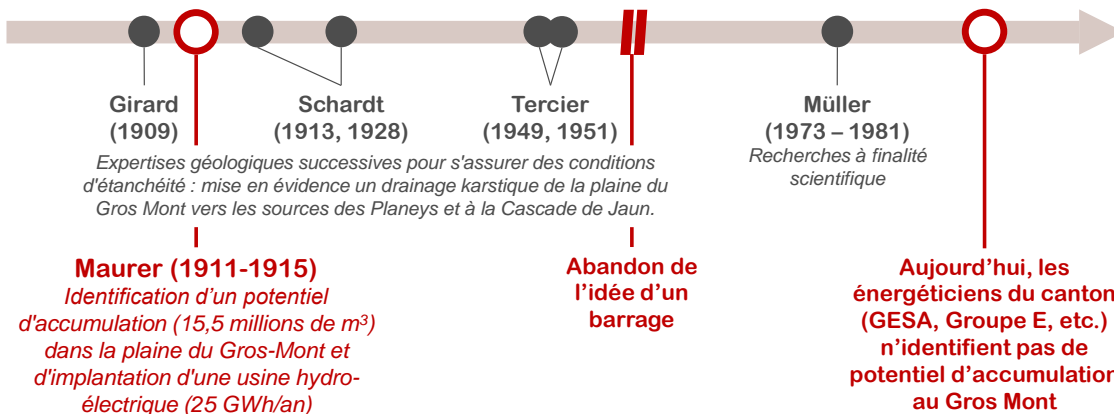


Figure 21 : Historique du projet d'accumulation du Gros Mont en lien avec l'étude hydrogéologique du massif [34] [35] [36]

En parallèle, des expertises hydrogéologiques sont successivement menées par Girard (1909), Schardt (1913, 1928) et Tercier (1949, 1951) pour s'assurer des conditions d'étanchéité et d'écoulements souterrains [35]. Des essais de traçage avec de la fluorescéine avaient alors mis en évidence un drainage karstique partant du Vanil Noir et de la plaine du Gros Mont, et aboutissant aux sources des Planeys et à la Cascade de Jaun.

Les conditions hydrogéologiques ne se montrant pas favorables à une accumulation dans la plaine du Gros Mont, l'idée d'un barrage fut abandonnée. Depuis, l'étude hydrogéologique du massif n'a repris qu'en 1973 et sert une finalité avant tout scientifique [35] : caractériser les formations lithologiques, délimiter les bassins versants, étudier le régime des sources, leur chimisme, le renouvellement des réserves et leur protection.

A ce jour, aucune étude géologique et environnementale récente n'a été réalisée depuis 1973. Sans information récente et sur la base des éléments disponibles, les énergéticiens du canton (notamment GESA, Groupe E) n'identifient pas de projet de production hydraulique viable aux points de vue technico-économique et environnemental au Gros-Mont et relèvent les difficultés relatives aux nombreuses caractéristiques environnementales de la zone.

### Petite hydraulique sur cours d'eau

Le système de rétribution de l'injection (RPC) a été introduit en 2009 pour soutenir la production d'électricité issue des énergies renouvelables. En parallèle, le canton de Fribourg pose en 2010 la question de l'impact environnemental et de la pesée des intérêts pour les projets hydrauliques (par ex. impact sur la faune et la flore aquatique ou autres critères établis dans le manuel « Evaluation et gestion de la force hydraulique du canton de Fribourg » [24]). Dans ce contexte, Groupe E Greenwatt et GESA ont identifié et évalué des projets de petite hydraulique dans le canton [Figure 22] [37] [38].



Au total, un potentiel de 31 GWh/an se dessine sur une dizaine de sites pour une puissance à installer de 9 MW [Figure 22]. La plupart de ces projets se situent sur des cours d'eau peu ou pas encore impactés par l'activité humaine : la Veveyse, la Sarine, la Jogne, la Trême, les ruisseaux du Motélon et du Gros-Mont. Aussi, les questions de l'impact environnemental et des contraintes techniques se posent très vite dans la pesée d'intérêt de ces projets. L'apport énergétique plutôt modeste de certains projets (<3-4 GWh/an) comparé aux enjeux des cours d'eau dans l'évaluation cantonale (hydrologie, biotope, espèces, poissons, paysage, eaux superficielles et souterraines, etc.) conduit à la non-exploitation d'une partie de ce potentiel (projets mis en *stand-by* ou même abandonnés par les porteurs de projets).

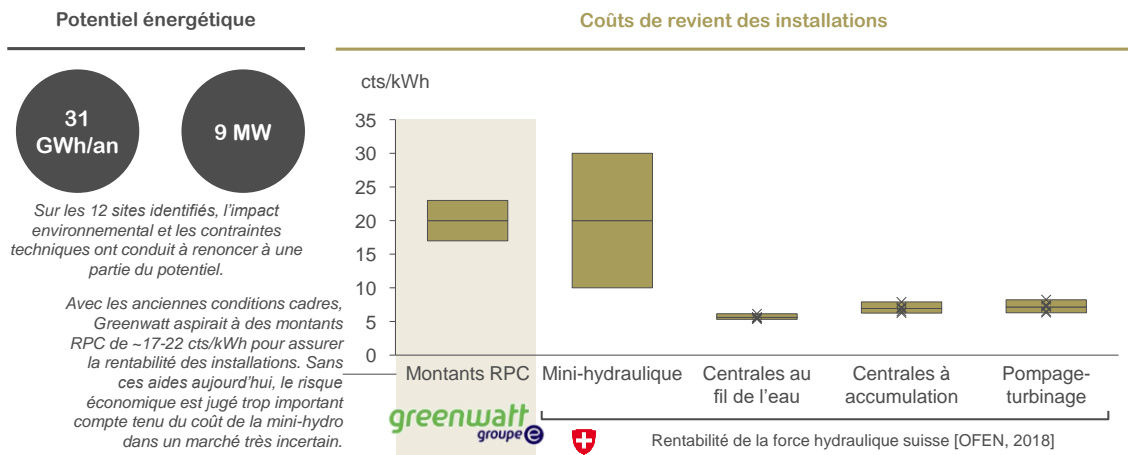
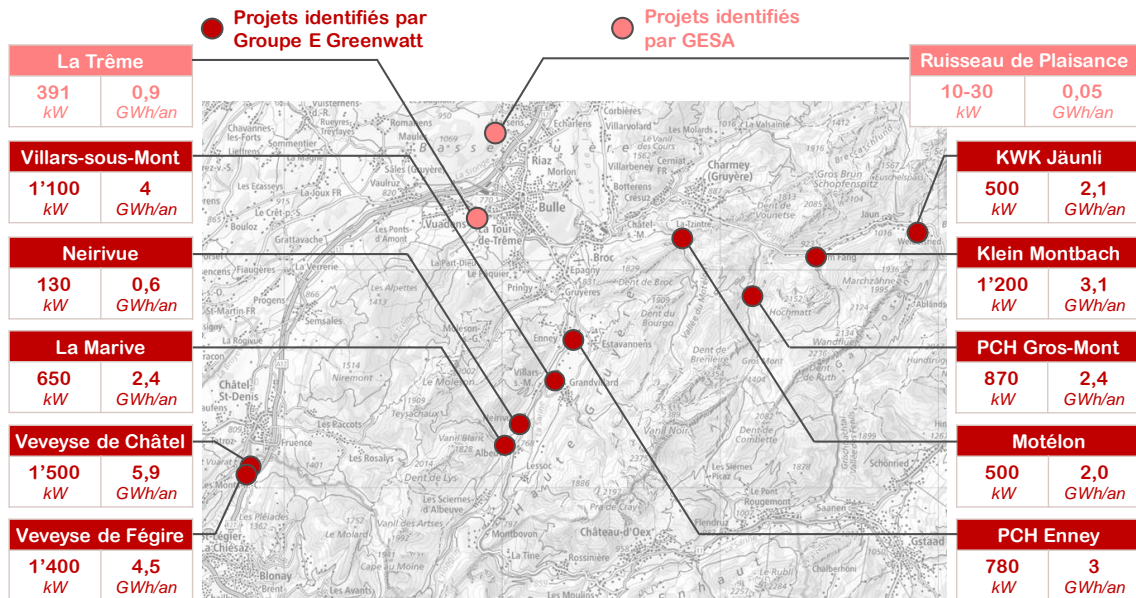


Figure 22 : Description du potentiel de production de petite et mini-hydraulique identifié par Greenwatt et GESA dans le canton de Fribourg, comparaison des coûts de revient des différents types d'aménagements hydroélectriques [37] [38]

GESA a réalisé une étude d'avant-projet bien aboutie visant la réalisation d'une petite centrale hydroélectrique au fil de l'eau pour exploiter le potentiel hydraulique de La Trême sur la commune de Bulle. La puissance installée de la génératrice prévue était de 391 kW pour une production

annuelle estimée de 926 MWh/an. L'installation, annoncée dès 2009 à Swissgrid et qui aurait pu bénéficier de la rétribution à prix coûtant (RPC), était estimée à plus de 3 millions de francs (soit environ 7-10 kCHF/kW) [39]. Indépendamment de la rentabilité du projet de La Trême, celui-ci est aujourd'hui abandonné principalement pour des raisons environnementales. Sur la commune de Riaz, GESA a réalisé une pré-étude en 2011 concernant le potentiel du ruisseau de Plaisance. Compte tenu de l'investissement de 360 kCHF estimé au moment de l'étude pour produire 50 MWh/an, les conclusions sur la rentabilité de ce projet sur la commune de Riaz sont défavorables.

Avec les anciennes conditions cadres, Greenwatt aspirait à des montants de 17 à 22 cts/kWh de RPC, correspondant aux coûts de revient des installations de petite hydraulique. Cet ordre de grandeur de coûts pour ces types de projets est confirmé par l'OFEN en 2024<sup>18</sup>. Ces montants de RPC garantissaient alors la viabilité économique de ces projets. Depuis, le système de RPC a été clôturé et depuis 2018, les installations hydrauliques avec une puissance moyenne brute inférieure à 1 MW (soit une puissance nominale de 2-3 MW pour une production de 6-7 GWh/an en pratique) ne bénéficient plus d'aides fédérales.

Les projets de GESA et Greenwatt ne remplissent pas ces conditions et sortent de fait du système de subventions. En outre, il s'agit majoritairement de projets techniquement compliqués (et donc coûteux) dans leur réalisation. Dans un contexte de marché très incertain, le risque économique est jugé trop important pour de tels investissements (5 à 30 kCHF/kW pour les petites installations). En outre, ces installations présentent très souvent des profils de production majoritairement estivaux, avec une production très réduite en hiver, et ne contribuant ainsi que modérément à la sécurité d'approvisionnement hivernale. Au vu de ce qui précède, ce potentiel de 31 GWh/an détaillé à la Figure 22 doit être considéré comme une valeur « haute » (assimilable au potentiel technique cantonal pour la petite hydraulique sur cours d'eau), si l'ensemble des multiples projets identifiés<sup>19</sup> venaient à être réalisés, ce qui est loin d'être certain.

### **Mini-hydraulique sur réseaux d'eau potable et eaux usées**

Au-delà des cours d'eau, la force hydraulique peut se développer sur les réseaux d'eau potable et d'eaux usées. Dans le canton de Fribourg, on dénombre aujourd'hui une dizaine d'installations en exploitation pour un total de 3,7 GWh/an (voir Annexe 6.1). Comme précédemment, le potentiel reste modeste en comparaison des coûts d'investissement (5 à 30 kCHF/kW).

Le canton de Fribourg n'a fait l'objet d'aucune étude dédiée à l'évaluation de ce potentiel. A titre illustratif, nous l'estimons au premier ordre dans le canton de Fribourg sur la base d'une extrapolation des résultats d'une analyse menée dans le canton de Vaud (sur un cadastre hydraulique recensé, données en annexe 6.5) [40]. Le canton de Vaud répertorie 101 sites sur les réseaux d'eau potable et eaux usées : 13 sont déjà exploités, 22 présentent un potentiel à court terme, 29 à long terme (potentiel faible) et 37 ne sont pas retenus (potentiel insuffisant voire inexistant). La multiplication par 5 des sites dans le canton de Vaud (de 13 à 64) permettrait une

---

<sup>18</sup> Dans le rapport explicatif relatif aux ordonnances sur la loi pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, l'OFEN indique une valeur médiane de 21 ct/kWh pour les installations dont la puissance installée est inférieure à 150 kW.

<sup>19</sup> Outre les projets identifiés par les énergéticiens cantonaux, le potentiel de petite hydraulique pourrait également être exploité sur des sites industriels, par exemple si des systèmes de captage d'eau sont déjà existants. Ce potentiel n'a fait à ce jour l'objet d'aucune analyse consolidée.

multiplication par environ 3 de la production annuelle. Rapporté au canton du Fribourg, qui connaît 8 sites en exploitation, une multiplication par 5 des sites (de 8 à 40) et par 3 du productible représenterait une production annuelle supplémentaire d'environ +8-9 GWh/an [Figure 23]. Parmi les projets à l'étude, GESA identifie un potentiel sur les eaux traitées de la STEP de Vuippens : une installation de 20,4 kW pour un investissement de 450 kCHF pourrait produire 170 MWh/an.

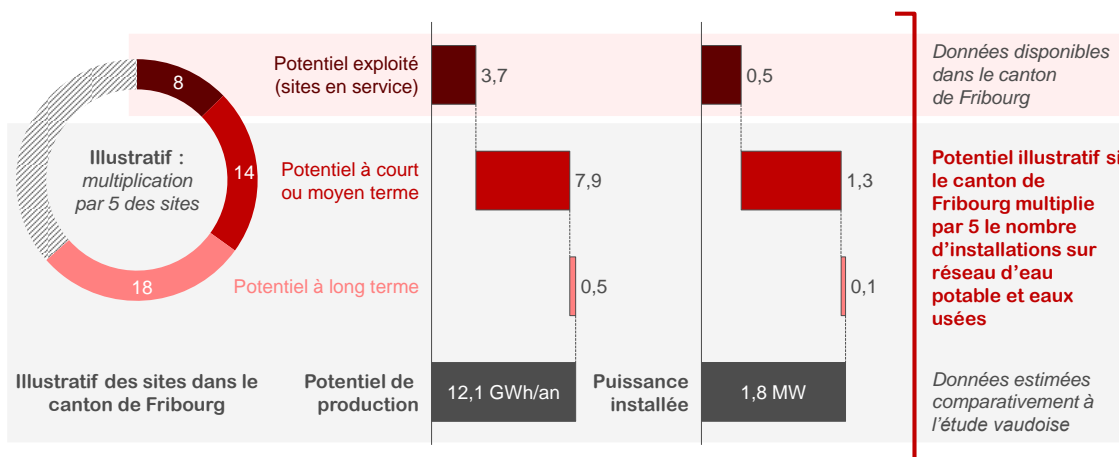


Figure 23 : Potentiel illustratif de la petite hydraulique sur réseau d'eau potable et eaux usées dans le canton de Fribourg (potentiel ~5 fois plus grand que celui exploité actuellement, par analogie avec à l'étude du service de l'environnement vaudois) (voir Annexes 6.1 et 6.5) [40]

De manière générale, les sites attractifs sont les communes avec de grands dénivelés et pour lesquels l'ajout d'une turbine ne remet pas en cause le bon fonctionnement des réseaux d'eau. Par exemple, en fonction depuis décembre 2011, la microcentrale du réservoir de Vaucens, à Bulle, turbine l'eau potable en provenance du captage du pont du Roc, à Charmey. La chute de 22 mètres entre le réducteur de pression de Châtel-sur-Montsalvens et Vaucens autorise une production annuelle de 100 à 150 MWh/an [39]. Le coût de l'installation sans les études était, dans ce cas spécifique, de 200 kCHF. Les faibles productions sont souvent mises en regard de la complexité technique des projets (changement de conduite, calendrier des rénovations prévues par la commune) et des coûts d'investissements : à Saint Antoine, 60 kCHF ont été investis pour produire 14 MWh/an, à Fribourg, 120 kCHF pour 200 MWh/an [41]. Ces projets sont souvent favorables sous certaines conditions de subventionnement (comme la RPC).

#### 4.1.4 Synthèse

L'augmentation du potentiel hydraulique fribourgeois reposant sur la construction de nouvelles centrales est de l'ordre de 190-200 GWh/an, dont 158 GWh/an pour le seul projet SCHEM. La réalisation de ce potentiel est conditionnée aux enjeux propres à chaque projet : par exemple des enjeux d'assainissement de la Sarine pour le projet SCHEM, de pesée des intérêts environnementaux pour les projets de nouvelles installations sur les cours d'eau, de contraintes technico-économiques (par ex. projet de la Veveyse de Châtel, techniquement très difficile et avec un profil de production majoritairement estival), ou de rentabilité pour les installations de turbinage d'eau potable.



## 4.2 Développement du pompage-turbinage

### 4.2.1 Principes et conditions de mise en œuvre

Une installation de pompage-turbinage dispose de flexibilité pour consommer de l'énergie électrique, actionner des pompes et stocker de l'eau en altitude (pompage) et turbiner cette eau à un moment ultérieur pour produire de l'électricité (turbinage). Ainsi, le cadre économique du pompage-turbinage est essentiellement basé sur des différences de prix (*spread*). En outre, sur un cycle de pompage-turbinage, l'installation consomme plus d'énergie électrique qu'elle n'en produit (voir 2.2.2). Les installations de pompage-turbinage peuvent être ainsi vues comme des instruments d'optionnalité et d'arbitrage de prix. En outre, du fait de leur haute flexibilité à court-terme, les installations de pompage-turbinage peuvent être vues comme des atouts dans l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et non-pilotables (par ex. solaire, éolien), aussi bien pour la stabilisation du réseau (contribution au maintien de la fréquence à 50 Hz, même si les besoins sont aujourd'hui déjà largement couverts, voir 4.2.2) ou la stabilisation des prix de marché pour limiter les variations de prix à court-terme.

Installation	Stockage (MWh)	Puissance installée (MW)	Hauteur de chute (m)
Nant de Drance <sup>20</sup>	20'000	900	425
Linth-Limmern <sup>21</sup>	36'000	1'000	630
FMHL <sup>22</sup>	100'000	480	880

Tableau 2 : Caractéristiques de grands aménagements suisses de pompage turbinage

Les puissances déployées par les installations présentées au Tableau 2 sont considérables. À titre de comparaison, Nant de Drance et Lith-Limmern ont des puissances comparables aux centrales nucléaires de Gösgen (SO) et Leibstadt (AG), de 1'010 MW et 1'233 MW respectivement<sup>23</sup>.

Aujourd'hui, aucune installation en Suisse (ni même en Europe) ne fait du pompage-turbinage saisonnier, ces installations étant gérées à des échelles de temps infra-journalières, journalière ou au plus hebdomadaire. Dans le contexte actuel et le modèle de marché, aucune installation de pompage-turbinage n'est rentable pour quelques cycles par an. Pour imaginer du pompage-turbinage qui contribue significativement à la sécurité d'approvisionnement hivernale en Suisse, il faudrait créer des capacités de l'ordre de grandeur du déficit hivernal Suisse, soit ~4 TWh (4'000 GWh, voir 2.1.1). Il faudrait aussi créer des capacités de pompage-turbinage ~40 fois supérieures à celles de FMHL ou même ~200 fois supérieures à celles Nant de Drance. Ceci, alors que les nouveaux sites pour des installations de grande envergure font largement défaut en Suisse.

Le pompage-turbinage fait généralement sens topologiquement sur des sites où la différence de niveau entre les lacs est haute et où la distance longitudinale entre les lacs est faible pour limiter au maximum les déperditions d'énergie par frottements hydromécaniques et par pertes de

<sup>20</sup> Alpiq, site internet, consulté le 02.02.2024

<sup>21</sup> Axpo, site internet, consulté le 02.02.2024

<sup>22</sup> FMHL, site internet, consulté le 02.02.2024. Puissance utilisable ~420 MW (surcapacité hydraulique de l'installation)

<sup>23</sup> KKG, site internet, consulté le 18.03.2024

charges dans les conduites. En outre, pour exploiter le plein potentiel d'une installation, il peut être nécessaire d'accepter des variations de niveaux importantes (jusqu'à plusieurs dizaines de mètres pour certaines installations), ce qui peut poser des enjeux du point de vue environnemental.

#### **Contribution à la sécurité d'approvisionnement hivernale**

Le pompage-turbinage ne contribue aujourd'hui fondamentalement pas à la sécurité d'approvisionnement hivernale en Suisse en raison de la capacité très faible des réservoirs de pompage-turbinage au regard des volumes requis pour assurer la sécurité d'approvisionnement hivernale.

A titre illustratif, FMHL ne peut garantir au maximum « que » 100 GWh de capacité de stockage, ce qui ne constituerait que ~2,5% de la réserve hydraulique « de dernier recours » contractualisée depuis 2022 par Swissgrid auprès d'installations hydrauliques.

#### **4.2.2 Etat des lieux en Suisse**

Le potentiel pour le pompage-turbinage a été étudié par l'OFEN en 2013 [42]. Sur la base des projets identifiés en Suisse, les Perspectives Energétiques 2050+ [2] tablent sur une augmentation de 2.8 GW de puissance installée d'ici 2050 (1,9 GW après déduction de Nant de Drance, mis en service en 2022 après la publication des Perspectives Energétiques 2050+). L'atteinte de cet objectif devra être réalisé grâce aux projets de pompage turbinage d'envergure actuellement à l'étude en Suisse : Ritom II (60 MW)<sup>24</sup>, Lago Bianco (1'000MW), Grimsel 1E (118 MW)<sup>25</sup> et Grimsel 3 (660 MW)<sup>26</sup>.

Les projets de pompage-turbinage mobilisent généralement des investissements conséquents du fait de l'ampleur des travaux à réaliser (par ex. excavations, possibles rehaussements de barrages, nouvelles pompes-turbines, génie civil, raccordement réseau). Les coûts des centrales de Linth-Limmern et Nant de Drance se sont montés respectivement à 2.1 Mrd. CHF resp. 2 Mrd. CHF<sup>27</sup>, soit 2'1000 – 2'200 CHF/kW. Pour FMHL+ (doublement de la capacité de pompage-turbinage), les coûts étaient environ deux fois plus faibles, puisque les travaux ont concerné uniquement la construction d'une nouvelle centrale, sans modifier la conduite forcée ni le génie civil du barrage de retenue. Les coûts (et la rentabilité) sont ainsi très différents selon les projets, mais l'ampleur des investissements est à mettre au regard du modèle économique fondamental du pompage-turbinage, lequel ne se base pas sur de la production d'énergie mais sur de la création de valeur à partir de variations de prix. Ceci est également vrai pour des installations de plus petite taille, dont les coûts spécifiques d'investissement dépassent très souvent les 2'500 CHF/kW [43]. L'investissement dans de telles installations pose ainsi la question de la prise de risque sur la durée de vie de l'installation et l'amortissement des investissements (plusieurs décennies) sur l'évolution du niveau général de prix et de la forme de la courbe de prix journalière.

<sup>24</sup> Mise en service prévue en 2025 (source CFF, site internet, consulté le 02.02.2024)

<sup>25</sup> Également appelé Grimsel 4. Coûts d'investissements estimés en 2023 à 205 MCHF par KWO, avec 20% d'incertitude (source : KWO, site internet, consulté le 02.02.2024).

<sup>26</sup> Coûts d'investissements estimés en 2023 à 930 MCHF par KWO, avec 20% d'incertitude (source : KWO, site internet, consulté le 02.02.2024).

<sup>27</sup> Axpo, site internet, consulté le 02.02.2024 ; Alpiq, site internet, consulté le 02.02.2024

En outre, le pompage-turbinage n'est actuellement pas considéré par la Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) [44] comme un consommateur final (Art. 4 Ch. 1 al. b LApEI) et, à ce titre, exempté de la rémunération pour l'utilisation du réseau pour l'électricité nécessaire au pompage (Art. 14 LApEI)<sup>28</sup>. En outre, les projets de pompage-turbinage ne sont pas éligibles à une contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques (Art. 26 Ch. 2 LEnE) [22]. Un changement de ces conditions-cadres viendrait directement impacter la rentabilité des centrales de pompage-turbinage.

Enfin, la Suisse ne semble pas manquer de flexibilité aujourd'hui, notamment de pompage-turbinage, pour assurer l'équilibrage infra-journalier de son réseau. Par exemple, les volumes requis par Swissgrid<sup>29</sup> pour assurer le réglage du réseau (64 MW de puissance de réglage primaire « FCR », ~400 MW de puissance secondaire « aFRR » et ~500 MW de puissance tertiaire « mFRR ») sont aujourd'hui largement couverts par la puissance des installations actuellement en service : en effet, les deux seuls aménagements de Grande Dixence et Nant-de-Drance suffisent à couvrir ces besoins de réglage. Cette situation peut toutefois évoluer à long-terme au regard des volumes de production PV prévus en Suisse par la Loi fédérale pour un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, ce qui demanderait néanmoins une analyse de détail spécifique approfondie.

#### 4.2.3 Sites potentiels identifiés dans le canton de Fribourg

##### **SCHEM**

En 2017, Groupe E a étudié la faisabilité d'une variante de pompage-turbinage pour le projet de construction d'un aménagement hydroélectrique entre les lacs de Schiffenen et Morat (SCHEM). Les deux modes de fonctionnement en turbinage pur (T) et en pompage-turbinage (PT) sont comparés sur les plans techniques, économiques, et du point de vue de leur impact sur les lacs de Bienne, Neuchâtel et Morat [45].

L'étude montre que les investissements nécessaires pour la variante PT (420 MCHF) sont 25 à 30% plus importants que pour la variante T (320-330 MCHF). La principale raison de cet écart sont les dimensions de l'installation et les coûts de génie civil. La galerie d'adduction pour un ouvrage réversible nécessite d'excaver sur un diamètre de 10,4 m à la place de 8,5 m. Ce constat s'applique pour les galeries de restitution, les dimensions de la centrale souterraine, la cheminée d'équilibre. Au total, les volumes d'excavation sont estimés 30% plus importants. Au deuxième ordre, une solution de PT engendre des coûts d'installations électromécaniques plus importants : puissance installée de 150 MW contre 2 fois 46 MW ou 93 MW. Par ailleurs, le raccordement au réseau en 60 kV au poste de Cressier de Groupe E, plutôt qu'au réseau 220 kV de Swissgrid, est moins coûteux et simplifie les procédures mais n'est possible qu'en turbinage.

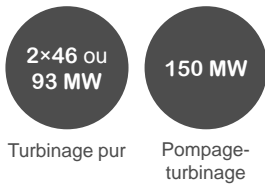
---

<sup>28</sup> Ce qui sera confirmé par l'Art. 14a LApEI selon le projet de Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (« Mantelerlass »).

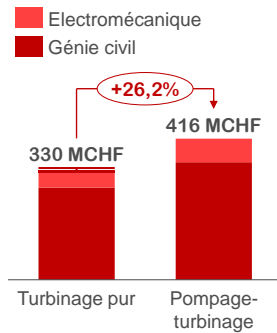
<sup>29</sup> Swissgrid, <https://www.swissgrid.ch/fr/home/customers/topics/ancillary-services/tenders.html> consulté le 16.02.2024

**Caractéristiques techniques**

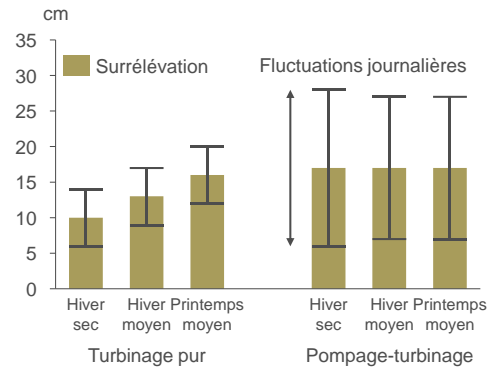
Le raccordement au réseau en 60 kV au poste de Cressier de Groupe E, plutôt qu'au réseau 220 kV de Swissgrid, est moins coûteux et simplifie les procédures et n'est possible qu'en turbinage.



**Investissements**



**Impact de marnage dans le lac de Morat**



**Conditions de rentabilité**

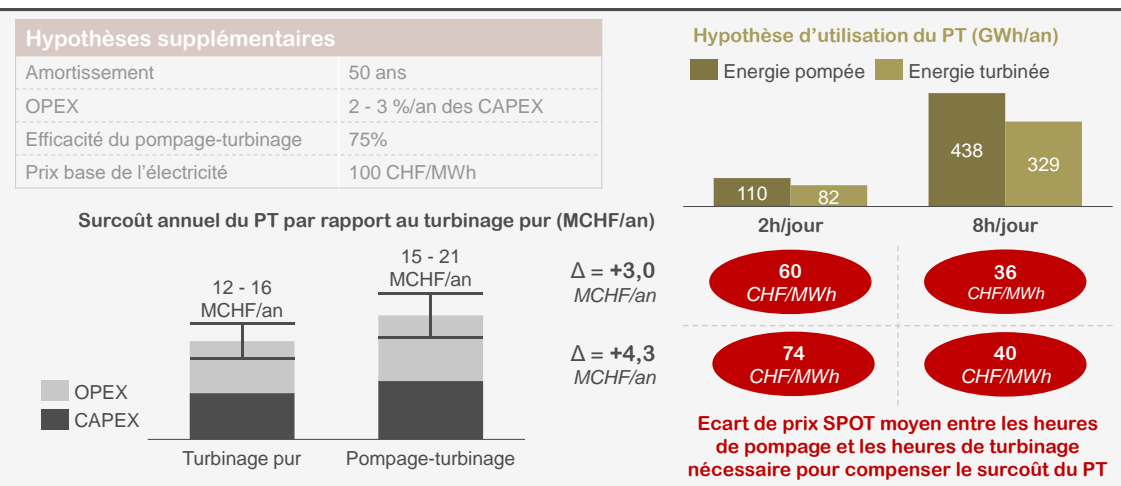


Figure 24 : Comparaison des caractéristiques techniques, économiques et d'impact sur le lac de Morat des variantes de turbinage pur et de pompage-turbinage du projet SCHEM [33] [45]

En prenant une durée d'amortissement de 50 ans et des coûts d'opération et maintenance (OPEX) de l'ordre de 2 à 3%/an des coûts d'investissement (CAPEX), le surcoût annuel moyen de la variante de PT par rapport au turbinage pur s'élève à 3 – 4 MCHF/an. C'est en ordre de grandeur la valorisation annuelle que doit permettre le PT sur le marché pour justifier la rentabilité de cette variante pour Groupe E.

De manière simplifiée, l'aménagement turbinera dans les deux variantes les apports naturels au moment les plus intéressants du point de vue du marché. En moyenne sur l'année, cela correspond aux 5 heures par jour avec les prix de l'électricité les plus élevés. Sur les 19h/jour restantes, l'exploitant peut décider de pomper sur les 8 heures les moins chères et turbiner sur les 8 heures les plus chères (restantes). L'exploitant valorise alors la flexibilité sur l'écart moyen du prix SPOT entre ces heures, modulo les pertes de rendement de l'installation.

Pour un prix de l'électricité à 100 CHF/MWh (illustratif), cet écart journalier doit être de 35-40 CHF/MWh (8h/jour) à 60-75 CHF/MWh (2h/jour) pour compenser le différentiel de coût entre les variantes PT et T (à noter que cette condition est nécessaire pour toutes les journées sur une période de 50 ans). Les conditions de marché sont très incertaines et ne garantissent pas de tels

*spreads*<sup>30</sup> à cet horizon de temps. Enfin, de futures technologies de stockage (batteries, V2G) pourront à l'avenir être mis en compétition avec les coûts de du pompage turbinage.

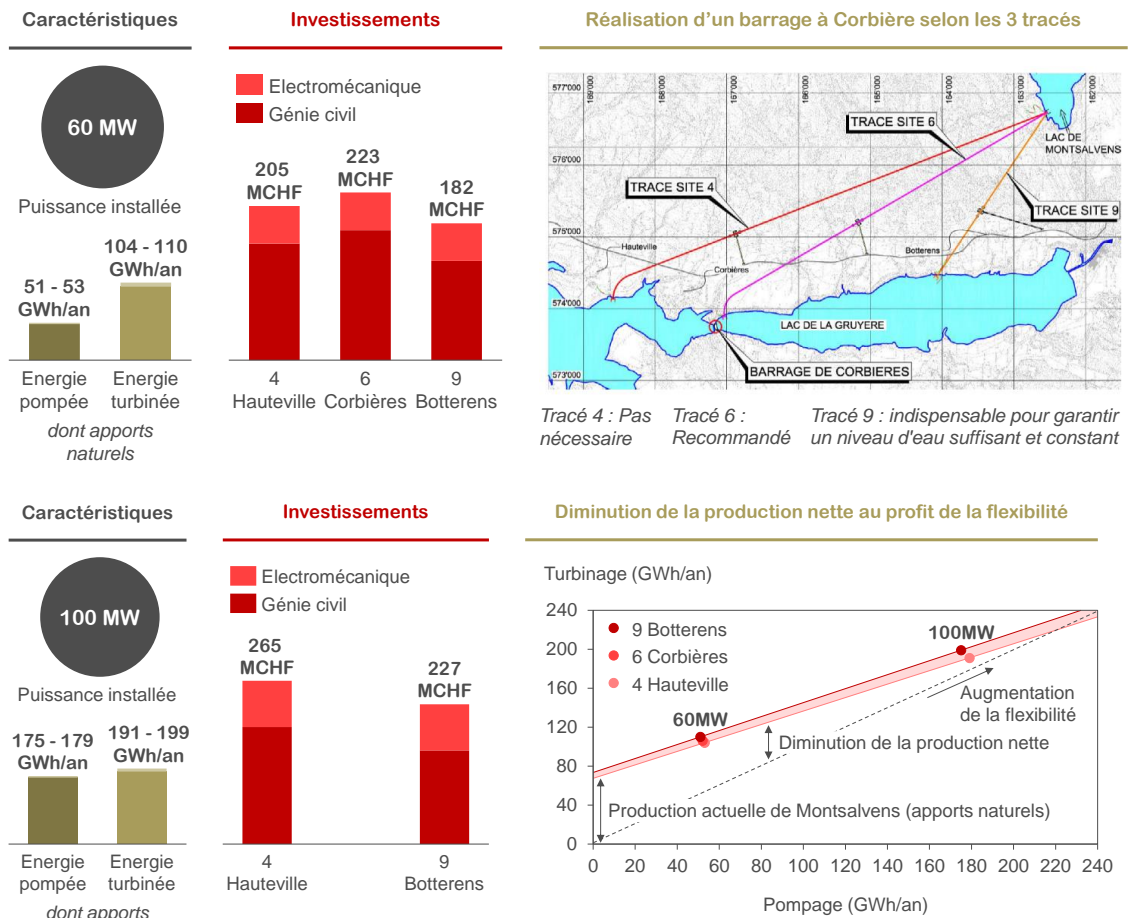
Le projet SCHEM impactera les niveaux des lacs de Morat, Neuchâtel et Bienne dans toutes les variantes : Groupe E prévoit un règlement d'exploitation pour monitorer les côtes de pics de crues. La variante de PT entraîne un marnage bien plus important que le turbinage pur. Pour le lac de Morat, la surélévation estimée est de l'ordre de 20 cm et les fluctuations journalières de plus ou moins 10 cm. L'acceptation difficile d'un point de vue social (Schiffenen – port, zones de baignage, de loisir) comme environnemental (surtout des aspects écologiques : oiseaux et poissons) encourage à limiter le marnage et favorise la solution turbinage au détriment de la variante pompage-turbinage.

### **Montsalvens**

Dans le cadre du développement du potentiel hydroélectrique, Groupe E a réalisé en 2009 des études de faisabilité technique et économique d'un aménagement de pompage turbinage entre le lac de la Gruyère et le lac de Montsalvens [45]. De nombreux sites ont été envisagés dont trois sont ressortis comme les plus favorables : tracé 4 (Hauteville), tracé 6 (Corbières), tracé 9 (Botterens).

---

<sup>30</sup> Un spread est un écart de prix : ici, le terme fait référence aux variations de prix SPOT de l'électricité sur une journée



**Figure 25 : Comparaison des caractéristiques techniques, énergétiques, économiques et d'impact sur le lac de la Gruyère des différents tracés de pompage-turbinage envisagés entre le lac de Montsalvens et le lac de la Gruyère [45]**

Le choix du tracé est conditionné à un nouveau barrage à Corbières en raison du niveau variable saisonnier du lac de la Gruyère :

- Le site 9 (Botterens) est le plus favorable compte tenu de sa proximité avec le lac de Montsalvens (env. 2.8 km). L'inconvénient majeur de ce site est lié à la gestion des sédiments transportés par les affluents et l'ensablement de la prise d'eau. Actuellement le fond du lac à cet endroit se trouve déjà proche de la cote 665 msm, laissant très peu de marge par rapport au niveau maximal de la retenue. La réalisation d'un barrage à Corbières pour garantir un niveau d'eau suffisant et constant est indispensable pour cette variante.
- Le site 6 (Corbières-Sud) se trouve juste à l'amont du pont de Corbières. La réalisation d'un barrage est recommandée mais pas indispensable.
- Le site 4 (Hauteville, Planchamps) se trouve à l'aval du pont de Corbières et ne nécessite pas de nouvel ouvrage de retenue. En revanche, c'est le plus éloigné du lac de Montsalvens (distance environ 6.7 km) et le plus exposé à des pertes de charge.

Une variante alternative au barrage de Corbière consiste dans la réalisation d'une retenue à l'intérieur du lac de Gruyère destinée exclusivement aux opérations de pompage-turbinage. Cet ouvrage pourrait être réalisé avec les matériaux d'excavation du nouvel aménagement. Sa faisabilité technique et économique n'a pas été étudiée.

Dans les trois variantes, une puissance installée de 60 MW permettra de pomper entre 50 à 55 GWh/an pour produire 35 à 40 GWh/an, en plus des 60 GWh/an de la production actuelle de Montsalvens (apports naturels). Le pompage turbinage ne crée pas d'énergie mais au contraire en consomme (rendement de 65 à 80% selon les tracés) pour créer une valeur de flexibilité. Une puissance de 100 MW diminue encore la production nette jusqu'à 12 - 25 GWh/an au profit d'une flexibilité plus importante correspondant à 175 à 179 GWh/an d'énergie pompée.

Le marnage journalier du lac de Montsalvens est estimé de l'ordre de 5 m pour une puissance installée de 100 MW, soit sensiblement supérieur à la valeur de 3,5 m pour une puissance équipée de 60 MW. Ces variations peuvent avoir un impact environnemental et géologique fort sur les berges du lac de Montsalvens.

Du point de vue économique, les investissements s'échelonnent selon les variantes entre 180 et 265 MCHF. Cela représente un coût annuel entre 6 et 9 MCHF/an sur une période d'amortissement de 50 ans (et une hypothèse d'OPEX à 2%/an des CAPEX). Comme pour la variante PT de SCHEM, ce surcoût doit être rentabilisé sur le spread des prix SPOT entre les volumes pompés et les volumes turbinés. Il existe une grande incertitude concernant la valorisation future du marché du réglage à de tels horizons et de tels investissements présentent un risque important de rentabilité pour les exploitants.

### Compacité des ouvrages de Pompage-Turbinage

Les aménagements de pompage-turbinage récemment construits ou en projet en Suisse présentent des chutes 4 à 10 fois plus importantes que SCHEM ou Montsalvens. SCHEM dispose d'un rapport entre longueur d'adduction et hauteur de chute disponible très défavorable. Le rendement d'un cycle de pompage turbinage est bien moins propice à SCHEM que pour d'autres ouvrages plus compacts. C'est l'une des raisons principales qui favorise le tracé 9 (2,6 km) par rapport au tracé 4 (6,7km) dans l'analyse des variantes de Montsalvens.

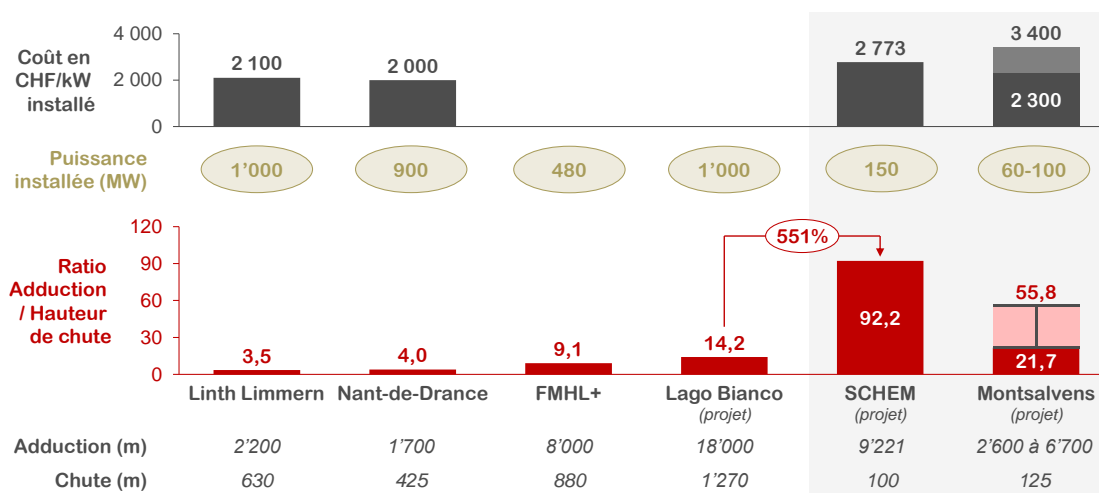


Figure 26 : Comparaison de la puissance installée [MW] et du ratio adduction/hauteur de chute de SCHEM et Montsalvens avec d'autres aménagements de pompage-turbinage en Suisse [45]



## Généralisation aux sites fribourgeois

Aucun autre projet de pompage turbinage (à grande échelle telle la variante SCHEM ou à plus petite échelle<sup>31</sup>) dans le canton n'a fait l'objet d'une étude par des exploitants. Cependant, les cas spécifiques de SCHEM et de Montsalvens mettent en évidence les enjeux qui rendent peu attractifs les sites du canton de Fribourg :

- La compacité des ouvrages et la taille de la retenue sont essentielles d'un point de vue énergétique pour limiter les pertes de charge et optimiser l'usage de la flexibilité. L'éloignement des grandes retenues (plusieurs km) pour des chutes ne dépassant pas 150 m rendent les sites cantonaux moins attractifs qu'en haute montagne.
- Les surcoûts économiques très conséquents engagés par les exploitants sont exposés aux conditions du marché de réglage sur de grandes périodes (50 ans). Les perspectives à ces horizons sont très incertaines et ne garantissent pas le retour sur investissement.
- Le pompage-turbinage engendre des effets de marnage et impacte les bordures de lac tant en termes environnementaux (nidification, oiseaux, poissons) que sociaux ou sur le construit. C'est pourquoi les sites les plus attractifs sont en altitude, loin des zones habitées et avec une diversité environnementale moindre.

De manière générale pour le canton, le pompage turbinage n'apporte pas de potentiel supplémentaire de production, il détruit de l'énergie. C'est un instrument de flexibilité à court terme. Il ne contribuerait fondamentalement pas non plus à la sécurité d'approvisionnement hivernal hors rehaussement de barrage, car les retenues existantes sont déjà utilisées au maximum de leurs capacités pour stocker l'énergie pour la période hivernale.

### 4.2.4 Synthèse

Les possibles projets de pompage-turbinage du canton de Fribourg pourraient se situer dans la fourchette haute des coûts pour le pompage-turbinage en Suisse. Il est ainsi incertain que ces projets soient rentables aux conditions actuelles. En outre, les besoins en réglage du réseau sont couverts à court et moyen termes en Suisse<sup>32</sup>. Des nouveaux aménagements fribourgeois apporteraient une contribution marginale, surtout dans un contexte où les investissements majeurs nécessaires ont été réalisés ces dernières décennies en Suisse (réalisations de Nant de Drance et de Linth-Limmern, extension et doublement de puissance pour FMHL<sup>33</sup>). Enfin, les projets de pompage-turbinage du canton de Fribourg ne pourraient pas contribuer significativement à la sécurité d'approvisionnement hivernale en raison des trop faibles volumes d'énergie mis en jeu.

---

<sup>31</sup> Certains projets de recherche académique en Suisse investiguent la faisabilité de petites ou très-petites installations de pompage-turbinage (par exemple 3 MWh de stockage, soit une production durant 3h à une puissance de 1MW) [61]. Outre les questions de rentabilité et d'impact environnemental, ces installations nécessitent une topographie de haute montagne (petits lacs et grandes hauteurs de chutes), plus proche de celle du Valais par exemple que des pré-alpes fribourgeoise. Actuellement, le projet de recherche HiDeStor conduit par la HES-SO Valais/Wallis poursuit les études académiques sur le potentiel de petites et moyennes centrales de pompage-turbinage (étude en cours, résultats attendus pour 2025).

<sup>32</sup> La situation pourrait évoluer à long terme en Suisse avec le déploiement du solaire PV et de l'éolien. Toutefois, l'exemple de l'Allemagne montre que la pénétration massive d'énergie renouvelable intermittente non-pilotable sur le réseau ne se traduit pas nécessairement par une augmentation des besoins de réglage pour la stabilisation de la fréquence du réseau électrique.

<sup>33</sup> Aménagement dans lequel Groupe E détient une participation de 13.14% mais situé dans le canton de Vaud



## 4.3 Rehaussement des barrages

### 4.3.1 Principes et conditions de mise en œuvre

Il s'agit ici d'augmenter la capacité de rétention d'un lac d'accumulation en augmentant la taille du barrage créant la retenue. Le rehaussement d'un barrage ne permet généralement qu'une faible augmentation du productible annuel. En effet, il n'a aucun impact sur le volume d'eau capté par le bassin versant. Bien que marginaux, les gains de productible sont néanmoins possibles grâce à une hauteur de chute plus importante et par la capacité à éviter certains déversements. Ces gains sont cependant faibles, de l'ordre de quelques GWh/an, au regard de la complexité et de l'ampleur d'un projet de rehaussement de barrage.

Les conditions de réalisation varient très fortement au cas par cas. Ils dépendent notamment de la topologie et de la géologie du site, des réserves structurelles dans le dimensionnement initial du barrage, etc. En conséquence, les coûts peuvent être très différents selon les projets. Pour des rehaussements importants, les travaux peuvent avoir un impact direct sur les conduites (augmentation de la pression hydraulique dans les conduites en charge), et peuvent nécessiter le remplacement des turbines (modification des plages de fonctionnement turbines).

Le rehaussement d'un barrage induit un rehaussement du niveau maximal du lac et la submersion de certaines zones qui étaient émergées. Le rehaussement de barrage soulève des enjeux sociaux, environnementaux et d'aménagement du territoire : impact sur les habitats, les zones de nidification, les infrastructures de loisir ou pour des activités économiques.

Généralement, un projet de rehaussement de barrage est associé à des régions en altitude (éloignées des activités humaines, de la faune et de la flore) et à un turbinage de haute chute (plus attractif du point de vue énergétique et économique). En effet, à volume d'eau donnée, l'énergie stockée augmente proportionnellement à la hauteur de chute  $h$ . Un rehaussement du barrage d'un lac alpin associé à une hauteur de turbinage de plus de 1'000m (par ex. Mauvoisin, Emosson ou Moiry) permet de stocker ~10 fois plus d'énergie qu'un rehaussement équivalent du barrage de Rossens, pour lequel la hauteur de chute est de l'ordre de ~100m.

Enfin, un projet de rehaussement pourrait possiblement engendrer une modification du cadre de concession d'un aménagement, avec impact potentiel sur par exemple le régime des débits résiduels applicables.

#### **Contribution à la sécurité d'approvisionnement hivernale**

Le rehaussement des barrages apporte une excellente contribution, dans la mesure où une capacité de stockage additionnelle significative peut être créée. Ainsi, le rehaussement d'un lac d'altitude avec un fort potentiel de stockage par accumulation contribuera très largement plus à la sécurité d'approvisionnement hivernale qu'un bassin de moyenne altitude avec une capacité de rétention modérée et une faible hauteur de chute.

### 4.3.2 Etat des lieux en Suisse

La Suisse a connu un nombre limité de rehaussements de barrages ces 40 dernières années, lesquels ont quasiment tous été réalisés sur des aménagements alpins de haute altitude. En

outre, ces rehaussements ont tous concernés des lacs d'accumulation éloignés d'habitats, d'infrastructures et d'activités humaines.

Barrage	Altitude (msm)	Année de réalisation	Rehaussement (m)	Volume final (m3)	Hauteur de chute (m)
Muslen (SG)	605	1981	5	80'000	180
Mauvoisin (VS)	1'969	1991	13.5	212'000'000	1500
Luzzone (TI)	1'606	1999	17	108'000'000	750
Barcuns (GR)	1'365	2014	5	120'000	400
Vieux Emosson (VS)	2'225	2016	21.5	26'600'000	425

Tableau 3 : Revue des récents rehaussements de barrage en Suisse [46]

En 2021, la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique a retenu 11 projets de rehaussement parmi les 15 projets sélectionnés [47]. Dans la perspective d'augmenter de 2 TWh la production hydroélectrique hivernale en Suisse d'ici 2040, ces projets y contribuent pour moitié, tout en présentant un impact le plus faible possible sur la biodiversité et le paysage.

Barrage	Production hivernale additionnelle (GWh/an)
Moiry (VS)	120
Emosson (VS)	57
Gries (VS)	46
Les Toules (VS)	53
Mattmark (VS)	65
Grimsel (BE)	240
Oberaarsee (BE)	65
Curnera-Nalps (GR)	99
Lai de Marmorera (GR)	55
Göscheneralp (UR)	96
Sambuco (TI)	45

Tableau 4 : Revue des projets de rehaussements de barrage retenus dans le cadre de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique [47]

Ces projets de rehaussement sont en général très capitalistiques. Par exemple, le projet de rehaussement de 15m du barrage du lac de Sambuco (TI) nécessitera le déplacement d'une route (dédiée à l'exploitation du barrage) et un coût total de projet de 120 MCHF pour un gain énergétique hivernal de 35 – 46 GWh<sup>34</sup>. Pour le rehaussement de 23m du barrage du Grimsel, les coûts sont estimés à 235 MCHF pour une durée des travaux de 6 ans<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> Il progetto Sambuco, Conferenza stampa, OFIMA, 11.07.2023

<sup>35</sup> KWO, Vergrößerung Grimselsee, <https://www.grimselstrom.ch/ausbauvorhaben/zukunft/vergroesserung-grimselsee/>, consulté le 02.02.2024

### 4.3.3 Ouvrages potentiels identifiés dans le canton de Fribourg

#### Lac du Vernex - Barrage de Rossinière

Le lac du Vernex est situé dans le canton de Vaud, mais ses eaux alimentent la centrale de Montbovon sur territoire fribourgeois. Depuis sa mise en service en 1972, la retenue de Rossinière subit un très fort apport sédimentaire qui réduit la capacité de la retenue du Lac du Vernex [48]. Sans action de la part de Groupe E, le lac sera théoriquement comblé en 2039. Dès lors, la production ne pourra plus profiter d'un volume utile de flexibilité et deviendra un aménagement au fil de l'eau et complexifiera son exploitation. Pour pallier ce problème et allonger la durée de vie de la retenue, Groupe E envisage en 2014 une surélévation du barrage de Rossinière et réalise une étude de faisabilité [49]. Cette étude porte sur les conditions économiques, techniques (barrage, hydromécanique), géologiques (fondation, stabilité des berges, imperméabilisation du réservoir), environnementales (naturel et bâti) et logistiques (réalisation et accès au barrage) d'une surélévation.

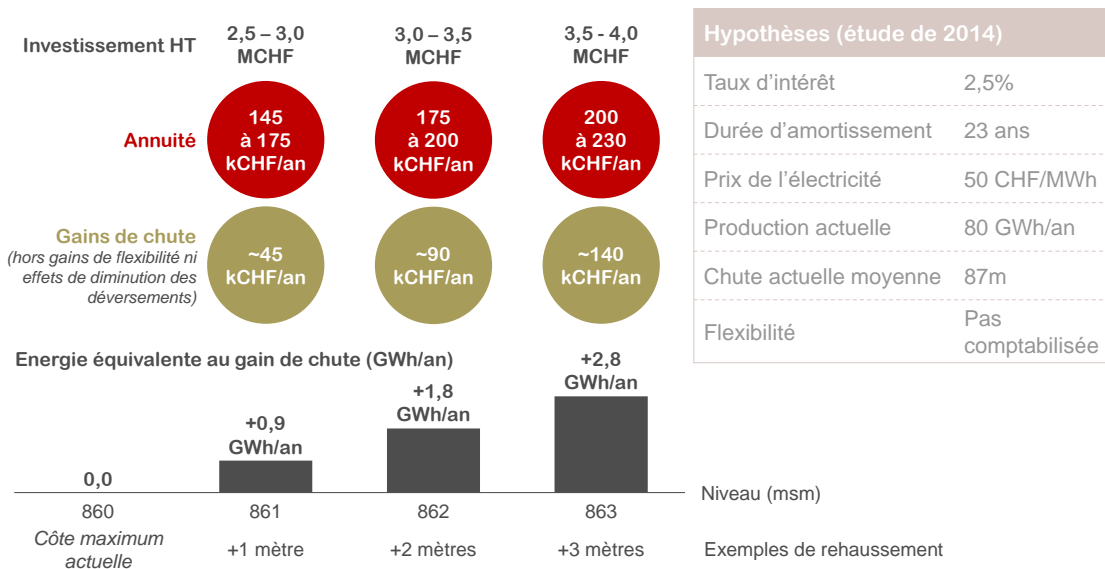
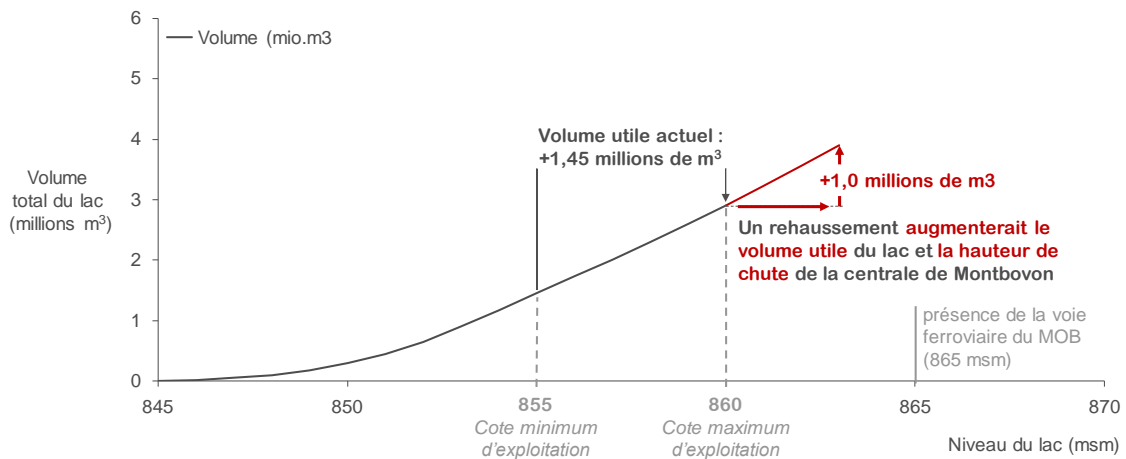


Figure 27 : Description de l'impact énergétique et économique d'un rehaussement de Rossinière au lac du Vernex [49]

Actuellement, le niveau maximum d'exploitation du lac est de 860 msm. Pour limiter l'impact sur la voie ferroviaire du MOB qui se situe à 865 msm, l'étude envisage trois variantes de rehaussement à 861 msm, 862 msm et 863 msm. Ces trois variantes permettent d'augmenter le volume total du lac exploitable de 300 à 1'000 milliers de m<sup>3</sup>. Avec un apport sédimentaire annuel observé entre 40 et 45 milliers de m<sup>3</sup>/an, ce rehaussement permet de gagner 8 à 20 ans d'utilisation de la flexibilité de la retenue selon les variantes. Cet effet n'augmente pas le productible annuel mais permet d'optimiser la courbe de production dans le temps (pas sur une échelle de temps saisonnière).

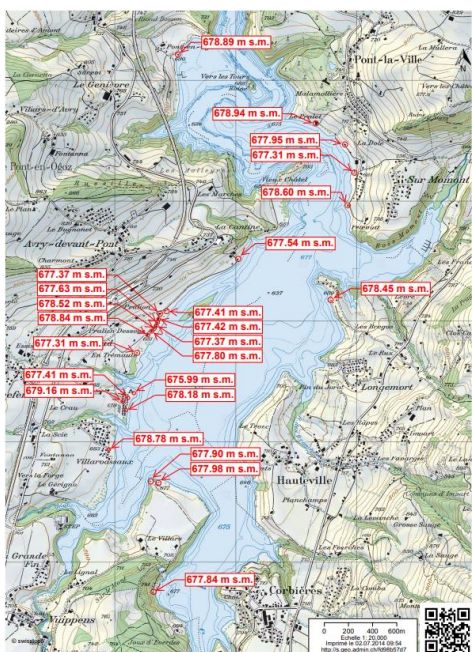
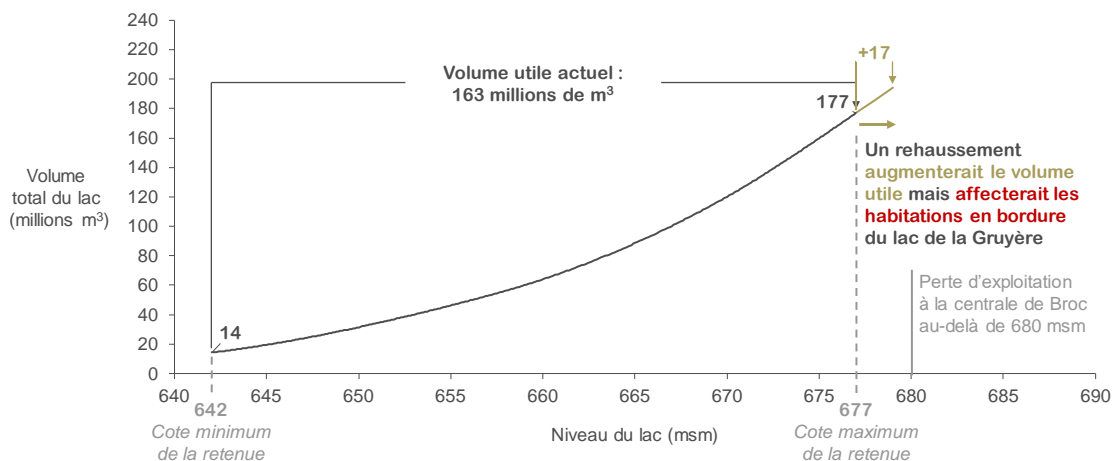
L'étude n'identifie pas de problème environnemental majeur et qualifie la géologie adéquate pour effectuer les travaux. Les investissements hors taxes sont estimés entre 2,5 et 3,7 MCHF (estimation des coûts en 2014) selon la hauteur de rehaussement. En contrepartie, l'augmentation de la hauteur de chute de la centrale de Montbovon améliore le productible annuel hydroélectrique. La chute moyenne actuelle est de 87m. Un rehaussement de +1 à +3 m, appliqué aux 80 GWh/an produits représente une énergie supplémentaire de 0,9 à 2,8 GWh/an. Selon le prix du marché, la valorisation économique des gains énergétiques sur les années d'exploitation peut grandement changer. En 2014, avec une hypothèse de 50 CHF/MWh, les gains de chute ne compensaient pas les investissements très conséquents : le bilan annuel sur une durée d'amortissement de 23 ans (avec un taux d'intérêt de 2,5%) s'échelonnait entre -75 et -100 kCHF/an.

Il faut noter que l'étude ne prend pas en compte les gains de flexibilité, ni l'effet bénéfique de la possible diminution des déversements qui représentent environ 4,5 GWh/an (moyenne sur 10 ans). Elle montre tout de même que les investissements très importants sont difficilement rentabilisés par le gain de productible. Les rehaussements de barrages en Suisse ciblent généralement des gains de flexibilité. Les critères importants sont alors le volume de stockage gagné et la hauteur de chute actuelle de l'ouvrage. Les ouvrages fribourgeois ne présentent pas de hauteur de chute comparables aux ouvrages valaisans (jusqu'à 10 fois moins haut) ce qui rend les projets de rehaussement moins propices dans le canton. Ce projet permettrait néanmoins de trouver une solution provisoire à l'ensablement de la retenue (le curage mécanique comme le pompage de sédiment s'avèrent très coûteux et non rentables). Groupe E a repris ces études en 2024 au regard des nouvelles conditions cadres.

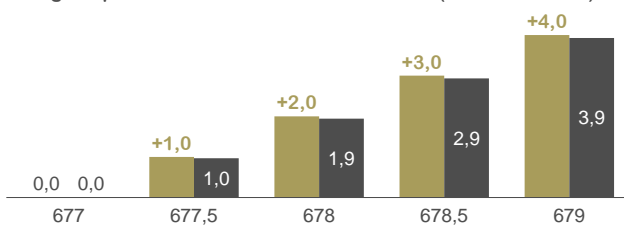
### **Lac de la Gruyère – Barrage de Rossens**

Le lac de la Gruyère est beaucoup moins exposé aux sédiments que le lac du Vernex : 0,1%/an de taux de sédimentation annuel contre 1,5 à 2%/an, soit 10 fois moins [48]. Le rehaussement du barrage de Rossens vise donc principalement une augmentation du productible annuel grâce à une hauteur de chute plus importante et une augmentation de la flexibilité avec un volume utile plus conséquent.

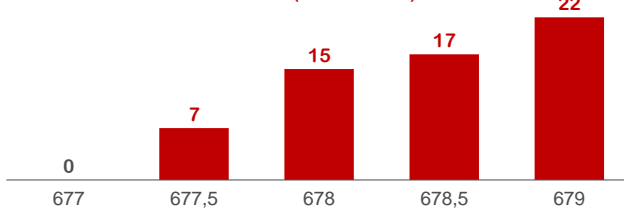
Pour une chute actuelle de 111 m et un productible de 220 GWh/an, la centrale de Hauterive présente un potentiel annuel additionnel de 1 à 4 GWh/an si le barrage de Rossens est surélevé de 0,5 à 2 mètres [49]. Selon la courbe Hauteur-Volume du lac, un rehaussement de 2m apporte jusqu'à 17 millions de m<sup>3</sup> de volume utile supplémentaire soit un équivalent de 4 GWh de production flexible.



Gains énergétiques annuels de chute (GWh/an)  
Energie équivalente au volume utile additionnel (GWh / flexibilité)



Nombre de bâtiments affectés (sous la cote)



Côte maximum actuelle Niveau du lac (msm) – exemples de rehaussement

Figure 28 : Description de l'impact potentiel d'un rehaussement de Rossens sur le volume utile de la retenue et sur les bâtiments en bordure du lac de la Gruyère (voir Annexe 6.6) [49]

Cependant, un tel projet aurait un impact très conséquent sur le construit en bordure du lac. Le niveau maximum actuel d'exploitation du lac de la Gruyère est à la cote 677 msm. D'une part, un rehaussement au-delà de la cote 680 msm engendrerait des pertes d'exploitation à la centrale de Broc. D'autre part, de nombreuses habitations seraient impactées : un relevé topographique sur la partie avale du lac de la Gruyère a montré qu'au moins une vingtaine d'habitations se situent sous la côte 679. Un projet de surélévation du barrage de Rossens semble questionnable dans ces conditions et mériterait le cas échéant des études spécifiques approfondies.

Outre les questions d'aménagement du territoire, un projet de rehaussement du barrage de Rossens pose des questions économiques majeures. En raison d'une hauteur de chute plus faible que les aménagements alpins, le rehaussement de Rossens devrait être bien plus conséquent pour créer des réserves d'énergie équivalentes. Par exemple, le rehaussement de 15m du barrage de Sambuco permettra de créer une réserve d'hiver d'environ 45 GWh. En

extrapolant la courbe Hauteur-Volume du lac de Rossens à ~2 GWh/m [49], il faudrait rehausser le barrage de ~23m pour obtenir une réserve d'énergie équivalente. Supposant au premier ordre les coûts de projets proportionnels à la hauteur du rehaussement, ceci engendrerait ~50% de surcoûts (~60 MCHF) par rapport au projet de Sambuco. Ce chiffrage ne constitue cependant qu'une approche très grossière en ordre de grandeur qui devrait être contrôlée, le cas échéant, par une étude d'ingénierie approfondie.

### Généralisation aux sites fribourgeois

Les cas spécifiques du lac du Vernex et du lac de la Gruyère mettent en évidence les enjeux qui rendent difficiles les projets de rehaussement dans le canton de Fribourg :

- Les projets sont complexes, avec des investissements très conséquents et probablement pas rentabilisés par le gain seul de production apporté par la hauteur de chute (env. 1-2% du productible annuel). Les hauteurs de chute des ouvrages fribourgeois 10 fois moins importantes que d'autres régions en Suisse (Valais, Grisons) rendent ces ouvrages moins attractifs pour bénéficier des volumes de flexibilité supplémentaire de la retenue.
- L'augmentation du niveau d'eau maximal exploitable impacte fortement les habitations, et le construit en bordure de lac. C'est pourquoi les projets de rehaussement interviennent généralement en altitude, loin de l'activité humaine, de la faune et de la flore.

En ordre de grandeur, ces enjeux engendrent des répercussions bien plus conséquentes que les gains potentiels pour le productible annuel à l'échelle du canton. A titre indicatif, les déversements annuels des ouvrages de Groupe E représentent un total de l'ordre de 15 GWh/an en moyenne sur 10 ans. Le rehaussement de toutes les retenues ne permettra d'éviter qu'une partie de ces déversements.

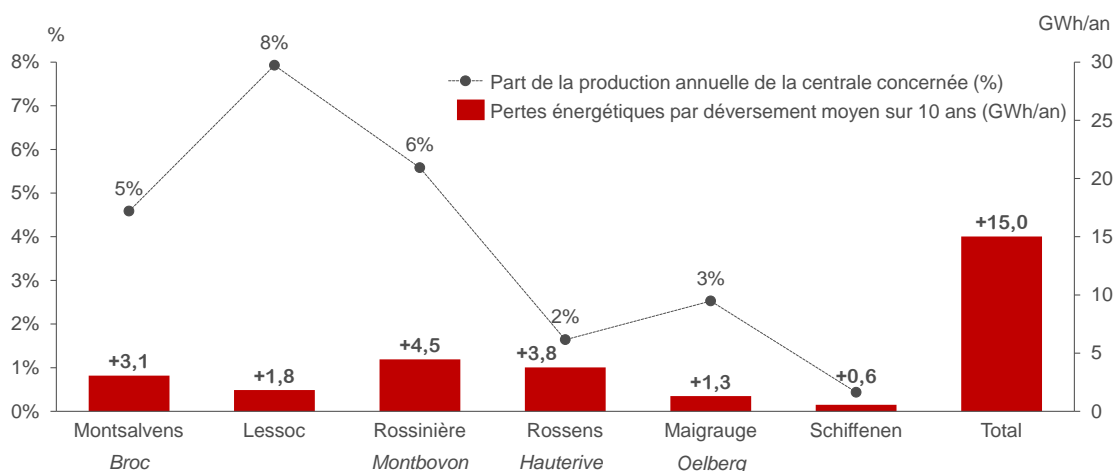


Figure 29 : Déversements moyens sur 10 ans (inclut les crues artificielles) des aménagements de Groupe E exprimés en pertes énergétiques équivalentes (GWh/an ou %) [16]

#### 4.3.4 Synthèse

Bien qu'il représente une piste très intéressante à l'exploitation du potentiel et pour soutenir la sécurité d'approvisionnement (11 projets sur les 15 de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique sont des projets de rehaussement d'ouvrages existants), le rehaussement des barrages dans le canton de Fribourg est questionnable à plusieurs points de vue. D'une part, la contribution au stockage hivernal est proportionnellement faible par rapport à d'autres projets en Suisse, notamment alpins, en raison de la plus faible hauteur de chute des aménagements fribourgeois les plus intéressants en termes de stockage d'énergie (Rossens ou Schiffenen). En outre, ces projets posent d'ores et déjà des questions d'intégration territoriale en raison de la forte urbanisation des berges (activités économiques, de loisir, routes, habitations à proximité immédiate du lac). Enfin, les coûts de rehaussements d'ouvrages sont très incertains et la faisabilité technique (géologie, génie civil) inconnue à ce stade. Ces constats technico-économiques sont valables de manière générale pour tous les projets de rehaussement, indépendamment du fait s'ils sont couplés à du pompage-turbinage ou non. En cas de projets de pompage-turbinage, les constats de la partie 4.2.4 sont à prendre en compte en sus. Concernant le cas précis du barrage de Rossinière, un rehaussement permettrait de garantir pour encore une certaine durée la flexibilité journalière de l'aménagement.

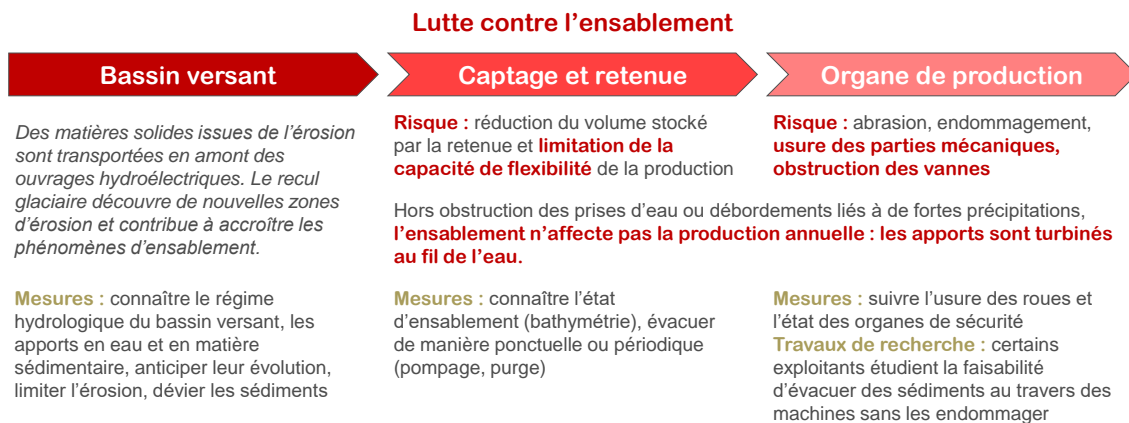


## 4.4 Lutte contre l'ensablement

### 4.4.1 Problématique et mesures de remédiation

Si certaines études de référence menées en Suisse par Beyer-Portner & Schleiss (EPFL) entre 1998 et 2000 peuvent faire encore référence et sont régulièrement citées<sup>36</sup> [50] [51], la Suisse ne dispose que peu d'études publiques récentes sur la problématique de l'ensablement des lacs de retenue en Suisse. En outre, aucune statistique ni monitoring régulier à ce sujet n'est effectué au niveau fédéral. En revanche, la situation est suivie de près par l'ensemble des exploitants de barrages, qui sont responsables du suivi de leur aménagements et qui procèdent régulièrement à des campagnes de mesures et des relevés bathymétriques, y.c. dans le canton de Fribourg.

L'ampleur de la problématique de l'ensablement des lacs ou bassins d'accumulation dépend notamment de la taille des bassins versants, de la géologie et de l'effet de l'érosion. Il est ainsi généralement impossible de tirer de généralité pour un territoire donné.



**Figure 30 : Description des enjeux, des risques et des mesures de lutte contre l'ensablement pour les exploitants d'ouvrages hydroélectriques**

L'ensablement réduit la capacité de stockage et limite la capacité de flexibilité de la production hydroélectrique. En revanche, si l'ensablement n'obstrue pas directement la prise d'eau de la conduite menant aux turbines, le productible annuel n'est pas ou que très modérément affecté. Seuls des apports hydrauliques qui ne peuvent pas être stockés (par exemple en période de fortes précipitations ou en cas d'indisponibilité du turbinage pour maintenance) représentent des pertes éventuelles. Le reste des apports sont turbinés au fil de l'eau.

Sans qu'il n'existe de solution « miracle » à date pour lutter contre la problématique de l'ensablement, les solutions de remédiation au problème de l'ensablement, devant être analysées au cas-par-cas, sont les suivantes :

- Mesures de limitation de l'érosion (reboisement, autres mesures de stabilisation) : il s'agit de mesures de prévention, menées de manière coordonnée à l'échelle d'un territoire et

<sup>36</sup> Par exemple relevé par l'étude de l'OFEN de 2019 sur le potentiel de la force hydraulique suisse ou par le VAW (Versuchsanstalt für Wasserbau, Hydrologie und Glaziologie) de l'ETHZ pour une illustration publiée dans le Bulletin de l'AES en 2022 au sujet de projets de recherche dédié à la sédimentation des lacs de retenue



qui ne peuvent généralement pas être initiées par le seul exploitant d'installation hydraulique.

- Construction d'une galerie de déviation (par ex. Solis, canton des Grisons) : cette solution permet d'éviter que les débris et sédiments charriés par le cours d'eau, notamment en période de crue, n'atteignent le lac ou bassin de retenue. Cette méthode n'est pas universellement applicable, elle nécessite en outre la construction d'une nouvelle galerie ou canal et peut être relativement onéreuse (37 MCHF dans le cas de Solis [52]).
- Dragage ou pompage des sédiments : il s'agit d'extraire les sédiments du lac où ils se sont accumulés. Ceux-ci doivent être ensuite évacués et transportés en décharge pour être stockés, ce qui tire les coûts à la hausse. En effet, les sédiments ne peuvent pas être utilisés dans d'autres applications comme la construction en raison de leur granulométrie trop faible. Dans certains cas, les sédiments dragués ou pompés peuvent être réinjectés dans le système de turbinage. Il s'agit alors de s'assurer de leur transit en aval (tests en cours à Rossinière) tout en maîtrisant l'usure des turbines par le transit des sédiments.
- Purge du bassin : les sédiments sont évacués en aval en ouvrant la vanne de fond du barrage après abaissement du niveau. Cette mesure est par exemple mise en œuvre à Rossinière lors de crues (mais sous la contrainte d'enjeux environnementaux majeurs lors des déversements des sédiments dans le cours d'eau aval) et à Gebidem (VS), en aval du glacier d'Aletsch.
- Rehaussement de barrage : cette mesure ne fait *in fine* que retarder la problématique de l'ensablement sans autre contre-mesure.
- La recherche académique et industrielle actuelle se concentre sur la solution du turbinage des sédiments. Aujourd'hui, cette solution n'est pas encore industriellement mature et engendre des impacts trop dommageables sur les turbines (notamment de type Francis, très utilisés dans le canton de Fribourg) mais surtout sur les revêtements des galeries d'amenée et des conduites forcées.

Enfin, notons que l'accumulation des sédiments aux abords de certains organes de sécurité des barrages (par ex. vanne de fond et de vidange) est suivie de près par les exploitants d'aménagements. Des interventions ponctuelles sont nécessaires, comme pour Rossinière ou Montsalvens dans le canton de Fribourg, pour garder la pleine opérabilité et sécurité des aménagements. Il s'agit d'opérations liées à la fonctionnalité de l'ouvrage, sans aucun gain de production.

#### **Contribution à la sécurité d'approvisionnement hivernale**

L'ensablement péjore directement la sécurité d'approvisionnement hivernale, dans la mesure où elle restreint les volumes de stockage à disposition. A l'inverse, le productible total n'est peu ou pas impacté (uniquement dans la mesure où certains déversements ne peuvent plus être évités).

Cependant, cet impact est à mettre au regard de la capacité totale du lac concerné et de sa contribution d'origine à la sécurité d'approvisionnement hivernale (dans une perspective nationale, impact faible pour un lac de quelques GWh par exemple)

#### 4.4.2 Niveaux d'ensablement des réservoirs suisses

La Figure 31 montre la répartition des réservoirs suisses en fonction de leur taux d'ensablement annuel (rapport entre le volume d'apports sédimentaires annuels et le volume total de la retenue). Le lac du Vernex (barrage de Rossinière) se place dans les lacs ou bassins d'accumulation en Suisse avec les taux de sédimentation les plus élevés (entre 1 et 2 %/an). Ce taux est 5 à 20 fois plus élevé que la médiane suisse (entre 0,1 et 0,2 %/an) [48].

L'échelle de l'axe des abscisses du graphe de la Figure 31 est logarithmique et non linéaire. Ainsi, l'ensablement des lacs de Rossens et Schiffenen est environ 10 fois plus faible que celui du Vernex.

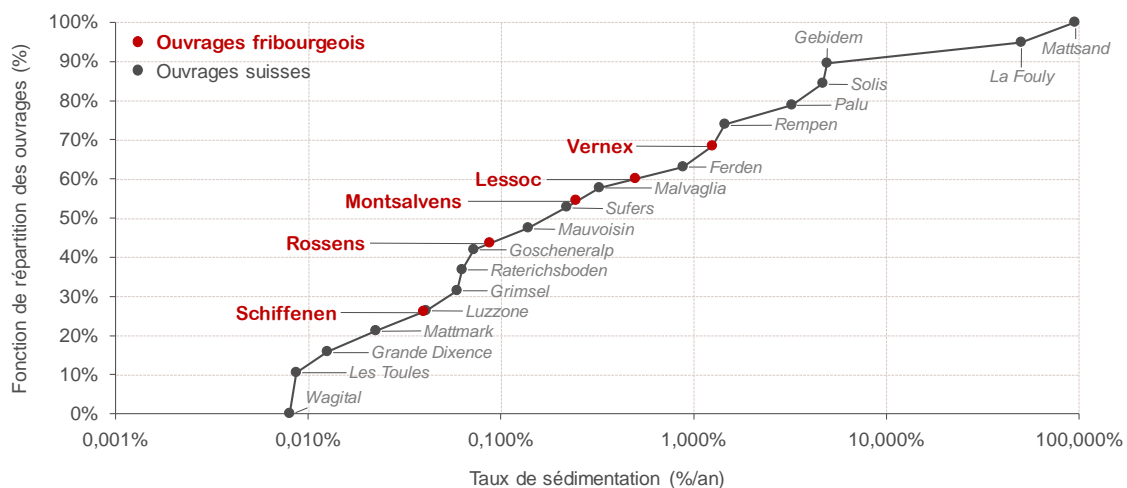


Figure 31 : Fonction de répartition<sup>37</sup> des réservoirs suisses (%) en fonction de leur taux de sédimentation annuel (%/an, échelle logarithmique) [52] [48] (Dahal 2022/VAW avec données de Beyer Portner et Schleiss - 1998)

#### 4.4.3 Impact de l'ensablement à l'échelle cantonale

##### Lac du Vernex - Barrage de Rossinière

Du fait de sa position en tête des aménagements notamment, le lac artificiel du Vernex est sujet à un fort apport de sédiments qui est suivi périodiquement par levés bathymétriques. L'apport moyen annuel est de l'ordre de 44'000 m<sup>3</sup>/an [48]. Sans intervention, le lac du Vernex serait théoriquement comblé en 2039. Des mesures de bathymétrie, effectuées par Groupe E en 1974, 1994, 1996, 1999 puis à 7 reprises entre 2005 et 2022 permettent de reconstruire l'évolution du volume du Lac du Vernex et d'en projeter l'évolution, Figure 32.

<sup>37</sup> Fonction de distribution cumulative (indique la place d'un ouvrage dans la distribution ordonnée) : par exemple, 40% des ouvrages en Suisse ont un taux de sédimentation inférieur à 0,1%/an, 70% ont un taux inférieur à 1%/an ; Inversement, seuls 30% des ouvrages suisses ont un taux de sédimentation supérieur à celui du Vernex.

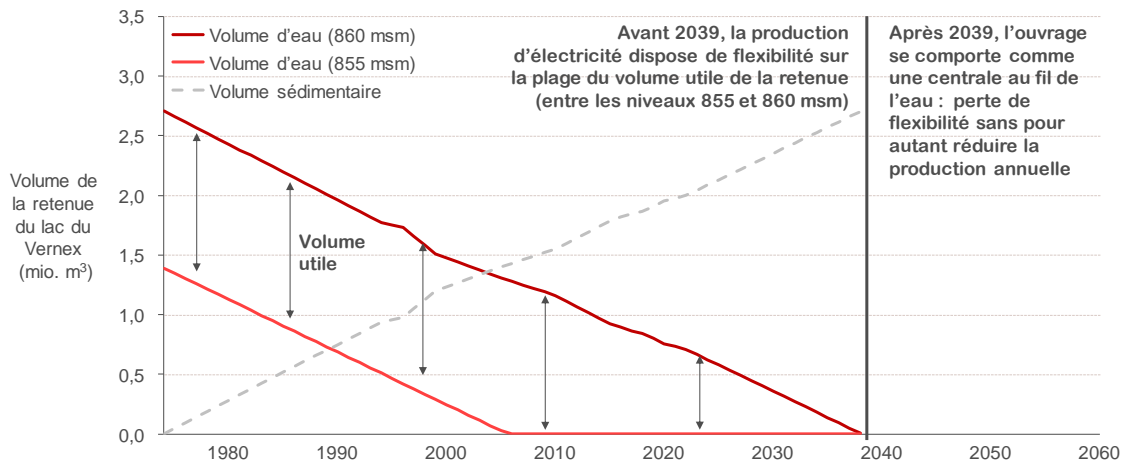


Figure 32 : Volumes d’eau et de sédiments mesurés par relevés bathymétriques et projetés jusqu’en 2039 pour le lac du Vernex (barrage de Rossinière) [48]

Cette vision théorique doit cependant être relativisée. L’ensablement total ne sera probablement jamais atteint en raison d’un équilibre entre débit hydraulique et sédimentation. On peut s’attendre à ce que le lac du Vernex, tout comme le lac de la Maigrauge, atteigne un volume résiduel stabilisé avant le remplissage théorique en 2039. Il présente actuellement un volume résiduel faible, à environ 26% de sa capacité maximale (~0.711 mio. m<sup>3</sup> de volume total sur un volume initial de 2.71 mio. m<sup>3</sup>).

Dans le canton de Fribourg, seul le lac du Vernex a fait l’objet de plusieurs mesures de désensablement, dont la dernière en 2023 [Figure 33]. Le coût de cette mesure s’est élevé 770 kCHF pour extraire 35’000 m<sup>3</sup> de sédiments (22CHF/m<sup>3</sup>). Cette mesure est onéreuse au vu des gains économiques espérés liés à la capacité de stockage et d’engagement flexible de la production.

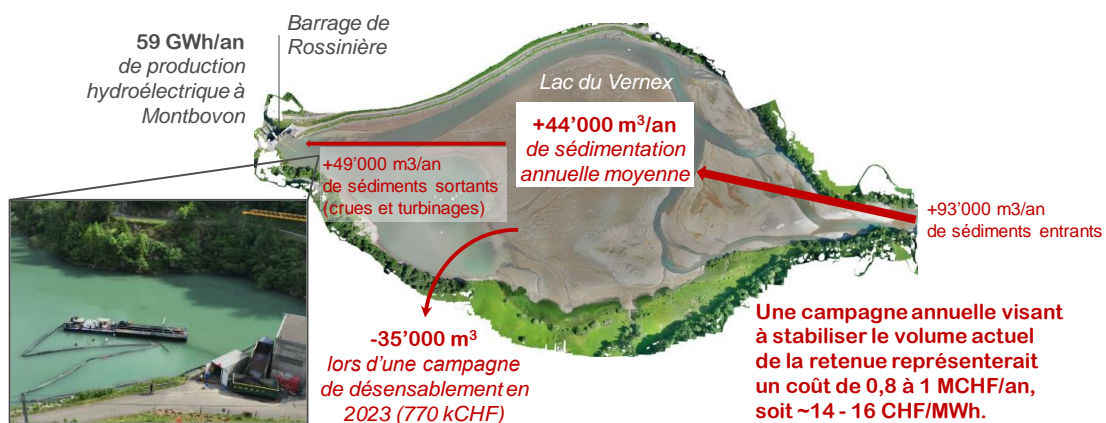


Figure 33 : Illustration des coûts annuels potentiels<sup>38</sup> de la lutte contre l’ensablement du lac du Vernex (barrage de Rossinière) [48]

<sup>38</sup> Le coût annuel pour extraire 42’000 m<sup>3</sup>/an de sédiment est illustré avec une fourchette de plus ou moins 10% par rapport au coût de la campagne de désensablement en 2023 (22 CHF/m<sup>3</sup>).

Pour restaurer le volume initial de la retenue, il est nécessaire d'évacuer plus de sédiments que l'accumulation annuelle, soit 44'000 m<sup>3</sup>/an. Ce sont près de 0,8 - 1 MCHF/an (soit 2'100 - 2'700 CHF/j) qui devraient être rentabilisés par le gestionnaire d'ouvrage. Or, le productible annuel ne change pas ou très peu suite à cette mesure de désensablement. La rentabilisation doit être faite sur des variations de prix quotidiennes que permettrait une meilleure flexibilisation de l'aménagement. Partant d'un gain en flexibilité de 1h/j en moyenne sur l'année et tenant compte de la puissance installée de l'aménagement de 28 MW, il faudrait alors compter sur un gain de ré-optimisation de la production de l'ordre de 65 à 85 CHF/MWh, ce qui est trop élevé au vu des conditions de marché actuelles pour espérer capturer cette valeur tous les jours de l'année. En d'autres termes, avec une production moyenne annuelle de 59 GWh/an, une campagne visant à restaurer le volume de la retenue reviendrait à générer un surcoût de production de l'ordre de 14 - 16 CHF/MWh.

### Autres aménagements cantonaux

L'ensablement des lacs cantonaux est à des niveaux très variables [Tableau 5]. A l'extrême, les lacs de la Maigrauge et du Vernex sont déjà très ensablés. La situation d'ensablement est moins avancée pour les autres réservoirs. En outre, sur les grands lacs de retenue (comme le lac de la Gruyère et le lac de Schiffenen), une large partie des sédiments s'accumule dans la zone dite « morte » du lac, c'est-à-dire dans un volume situé au fond du lac qui n'est de toute façon pas exploitable pour le turbinage (contraintes techniques liées à la prise d'eau, contraintes environnementales liées à l'érosion des berges, etc.).

Aménagement	Volume total initial (millions de m <sup>3</sup> )	Taux de sédimentation annuel moyen (m <sup>3</sup> /an)	Taux de remplissage du volume mort (%)	Année théorique de remplissage du volume total	Estimation du coût de stabilisation du volume actuel
Maigrauge	<i>Déjà remplis, au fil de l'eau</i>				
Rossinière	2,71 mio. m <sup>3</sup>	42'000 m <sup>3</sup> /an	145%	2039	0,8 - 1 MCHF/an
Lessoc	1,50 mio. m <sup>3</sup>	7'500 m <sup>3</sup> /an	48%	2173	150 - 180 kCHF/an
Montsalvens	12,60 mio. m <sup>3</sup>	31'000 m <sup>3</sup> /an	74%	2327	0,6 - 0,7 MCHF/an
Rossens	189,30 mio. m <sup>3</sup>	165'000 m <sup>3</sup> /an	19%	3092	3 - 4 MCHF/an
Schiffenen	63,56 mio. m <sup>3</sup>	25'200 m <sup>3</sup> /an	5%	4486	0,5 - 0,6 MCHF/an

**Tableau 5 : Ensablement des retenues de la Sarine et de la Jogne selon un suivi bathymétrique multi-annuel et estimation des coûts<sup>39</sup> comparativement à la campagne de désensablement de Groupe E au lac du Vernex (barrage de Rossinière) [48]**

#### 4.4.4 Synthèse

Les exploitants d'installation interviennent systématiquement dès lors que la problématique d'ensablement concerne les organes de sécurité des aménagements (par ex. vanne de fond d'un barrage). Dans ce cas-là, les exploitants mettent en œuvre toutes les mesures nécessaires (par

<sup>39</sup> Le coût annuel pour extraire le volume annuel de sédiment (stabilisation) est illustré avec une fourchette de plus ou moins 10% par rapport au coût de la campagne de désensablement effectuée par Groupe E en 2023 (22 CHF/m<sup>3</sup>).

exemple purges) pour remédier à la situation et garantir une exploitation sûre des ouvrages hydrauliques.

L'ensablement entrave avant tout la capacité de stockage, c'est-à-dire la capacité à retenir de l'eau pour la turbiner plus tard, et non le productible annuel. En ce sens, il impacte négativement la contribution à la production hivernale, mais uniquement dans la mesure où il s'agit d'un lac à forte capacité de stockage. D'après les données de l'exploitant des installations, qui procède régulièrement à des relevés bathymétriques de toutes ses retenues, l'ensablement n'est pas critique sur les lacs fribourgeois contribuant au stockage hivernal, à savoir le lac de la Gruyère et celui de Schiffenen. En l'état, les mesures de lutte contre l'ensablement ne permettent pas d'accroître le productible hydraulique cantonal. Les purges sont un levier d'action important parmi d'autres sur certains aménagements (par ex. lac du Vernex) mais leur mise en œuvre est fortement contrainte par des aspects environnementaux. Par ailleurs, au vu des conséquences du changement climatique sur l'hydrologie des cours d'eaux, l'ensablement devrait être monitoré pour entreprendre à temps les contre-mesures les plus appropriées au besoin.

## 4.5 Augmentation de l'efficacité

### 4.5.1 Principes et conditions de mise en œuvre, état des lieux en Suisse

L'augmentation de l'efficacité énergétique d'une centrale hydraulique peut provenir de la réhabilitation de ses équipements (principalement la conduite et la turbine). Le potentiel de gain d'efficacité dépend fondamentalement du type de la centrale, de la turbine et de l'âge des turbines et des revêtements des conduites. Les situations sont ainsi très différentes selon les installations.

Pour des aménagements équipés de turbines de type Francis (comme c'est très majoritairement le cas dans le canton de Fribourg) ou Kaplan, un changement de roue à lui seul peut permettre un bon gain d'efficacité (+2 à 5%) pour des coûts modérés [Tableau 6] [53]. Une rénovation avec remplacement de turbine permet des gains d'efficacité plus importants (+3 à 11% selon la date de mise en service). Cependant, un remplacement de turbine implique une mise hors service complète de l'aménagement sur une longue durée, ce qui engendre des coûts élevés (pertes de production liées à l'indisponibilité, l'énergéticien devant se procurer l'énergie manquante sur les marchés). Ces changements de turbines interviennent donc en principe dans le cadre de réhabilitations majeures, lesquelles peuvent intervenir tous les 30 – 50 ans d'exploitation.

Date de mise en service des turbines	Rendement moyen des turbines de type Francis	Gain moyen attendu d'une rénovation avec remplacement de roue	Gain moyen attendu d'une rénovation avec remplacement de turbine
1920 – 1940	85 - 87%	4 - 5%	6 - 11%
1960 – 1970	90 - 93%	2 - 4%	3 - 6%
2000 - 2023	93 - 96%		

Tableau 6 : Valeurs de rendement et d'augmentation d'efficacité attendue par remplacement de roue ou nouvelle turbine de type Francis selon la date de mise en service [53]

La situation est similaire pour les conduites : il est possible d'en changer le revêtement si les conduites sont anciennes. Comme pour les turbines, une telle intervention implique une longue indisponibilité de l'aménagement (possiblement au moins quelques mois ou plus). Cela justifie généralement que ces travaux soient conduits conjointement avec d'autres travaux de réhabilitation. En outre, il reste possible de changer les conduites pour en augmenter le diamètre et ainsi réduire les pertes de charge (voir ci-dessous la partie 4.5.2 et l'exemple de la centrale de Broc). Cette option reste toutefois très chère, avec des durées d'indisponibilité de quelques années (par ex. 240 MCHF d'investissements et 6 ans d'indisponibilité pour la rénovation des conduites forcées de Fionnay-Nendaz<sup>40</sup>).

Depuis plusieurs décennies, la technologie a atteint un plafond dans l'amélioration de l'efficacité des installations électromécaniques. Par exemple, la turbine du groupe 3 de Schiffenen, rénovée avec nouvelle roue et nouveau distributeur en 2023, présente une efficacité garantie par le

<sup>40</sup> Alpiq, site internet, consulté le 16.02.2024

constructeur de 93,85%<sup>41</sup>. Ce rendement est très élevé et il n'y a ainsi pas d'augmentation de productible à attendre sur les centrales dotées d'équipements « récents », i.e. de moins de 25-30 ans. Actuellement, la recherche porte principalement sur l'étude de l'extension des plages de fonctionnement des turbines hydrauliques. Le but recherché est, pour une installation donnée, de pouvoir turbiner l'eau sur une plage de puissance plus grande sans dégrader l'efficacité et donc de bénéficier d'une plus grande flexibilité dans la gestion de l'aménagement et l'engagement de la production. L'extension des plages de fonctionnement n'a qu'un impact nul ou très faible sur le productible hydraulique annuel mais peut améliorer la rentabilité d'un aménagement.

#### **Contribution à la sécurité d'approvisionnement hivernale**

L'augmentation de l'efficacité d'un aménagement a un effet positif global sur le productible annuel, sans toutefois avoir un impact sur la saisonnalité de la production. Il s'agit généralement de mesures « no regrets » d'optimisations technico-économiques prises par les gestionnaires d'aménagements.

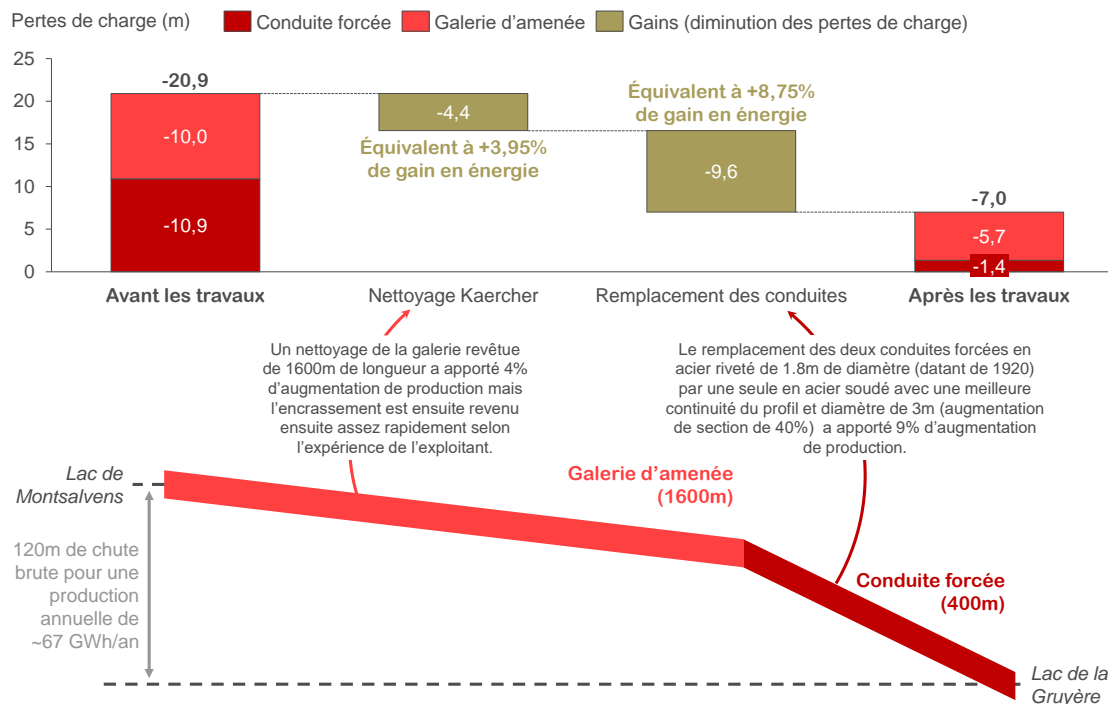
#### 4.5.2 Potentiel à l'échelle du canton de Fribourg

##### **Conduites : exemple de l'usine de Broc**

En 1983, les Entreprises Electriques Fribourgeoises décident de moderniser les conduites forcées de l'usine de Broc en tenant compte au mieux des possibilités de réduction des pertes de charge relativement élevées : environ 21m sur une chute brute de 120m [Figure 34].

---

<sup>41</sup> Ce pourcentage peut être mis au regard de l'efficacité des panneaux solaires actuels, se situant entre 17 – 23 % (source : SuisseEnergie, calculateur solaire en ligne).



**Figure 34 : Evolution des pertes de charges [m] avant et après les travaux de nettoyage de la galerie et de remplacement des conduites forcées de l'usine de Broc et impact sur le productible annuel [54]**

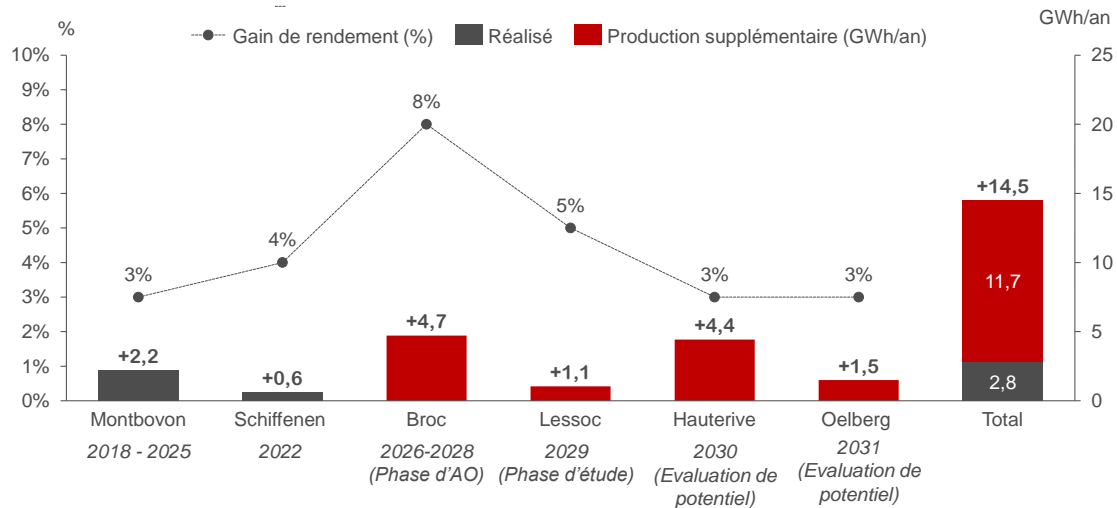
Les travaux prévoient le remplacement des deux conduites forcées en acier riveté de 1,8 mètre de diamètre (datant de 1920) par une seule conduite en acier soudé avec une meilleure continuité du profil et un diamètre de 3 mètres. La section est augmentée de près de 40% et le gain énergétique correspondant est de 5,4 GWh/an, soit près de 9% d'augmentation. Le chantier, initié en 1987, dure 7 mois. A cette occasion, un nettoyage de la galerie revêtue de 1600m a été entrepris. A lui seul, il a apporté 2,5 GWh/an de production supplémentaire, soit près de 4% d'augmentation. Mais l'encrassement est ensuite revenu assez rapidement selon l'expérience de l'exploitant.

Pour les autres centrales de son parc, Groupe E déclare ne pas avoir identifié de projets d'amélioration de conduite et de galerie à court-moyen termes. Les conduites forcées sont assez récentes, ou récemment repeintes, et les contrôles récents des galeries n'indiquent pas de potentiel supplémentaire.

### Equipements de production : Centrales de Groupe E

Groupe E procède régulièrement à des réhabilitations et à des renouvellements des équipements de production de ses centrales hydroélectriques [Figure 35] [53]. A cette occasion, les systèmes sont améliorés ou remplacés (roues de turbine, distributeurs, alternateurs, transformateurs, turbines, ...), avec du matériel récent et un meilleur rendement. Ainsi, avec la même quantité d'eau turbinée, les projets permettent une augmentation de production annuelle de 3 à 8%.





**Figure 35 : Projets d'augmentation de la production annuelle par augmentation de l'efficacité des centrales de Groupe E [53]**

Les turbines réhabilitées de Montbovon apporteront mi-2025 une production supplémentaire annuelle de 2,2 GWh/an. La réhabilitation du groupe 3 de Schiffenen permet dès 2021 une production annuelle supplémentaire de 0,6 GWh/an. La centrale de Broc verra ses équipements de production remplacés progressivement entre 2026 et 2028, avec une production annuelle supplémentaire attendue de 4,7 GWh/an. Ce sont en tout 7,5 GWh/an supplémentaires réalisés ou en cours de réalisation grâce à l'augmentation d'efficacité des systèmes renouvelés, ceci pour la même quantité d'eau turbinée. Par la suite, des projets similaires sont attendus dans les centrales de Lessoc, Hauterive et Oelberg, permettant encore environ 7 GWh/an annuels supplémentaires.

### Centrale de GESA

GESA possède et exploite uniquement la centrale au fil de l'eau de Charmey (4 MW de puissance installée, production de 12-17 GWh/an). Cette centrale a fait l'objet d'une rénovation en 2014 par l'exploitant et est d'ores et déjà dotée d'équipements relativement neufs. Partant de ce constat, le potentiel d'optimisation de cette centrale semble avoir déjà été exploité.

#### 4.5.3 Synthèse

La contribution des mesures d'efficacité pour valoriser le potentiel fribourgeois se monte à hauteur de 14-15 GWh/an, en prenant en compte les 2.8 GWh/an déjà réalisés grâce à des rénovations ayant eu lieu depuis 2018 (soit après 2017 et la publication du Plan sectoriel de l'énergie). Beaucoup des installations fribourgeoises sont déjà dotées d'équipements électromécaniques récents et performants. Tous les gains d'efficacité pourraient être atteints dans quelques années avec les prochaines rénovations planifiées.

## 4.6 Renaturation des eaux

### 4.6.1 Principes et responsabilités

La politique suisse en matière de protection des eaux vise à revaloriser les cours d'eau et les rives lacustres par la délimitation d'un espace suffisant autour des eaux, la mise en œuvre de mesures de revitalisation, et la diminution des atteintes écologiques induites entre autres par l'utilisation de la force hydraulique. La planification et la concrétisation de ces mesures incombent essentiellement aux cantons et aux propriétaires des installations hydroélectriques concernées. L'OFEV distingue 6 grands axes de renaturation des eaux [Figure 36]. Les principes réglementaires et conditions de mise en œuvre propres à chaque mesure sont donnés par la Loi fédérale sur l'énergie (LEne) [22], la Loi fédérale sur la protection des eaux (LEaux) [25], et la Loi fédérale sur la pêche (LFSP) [55].

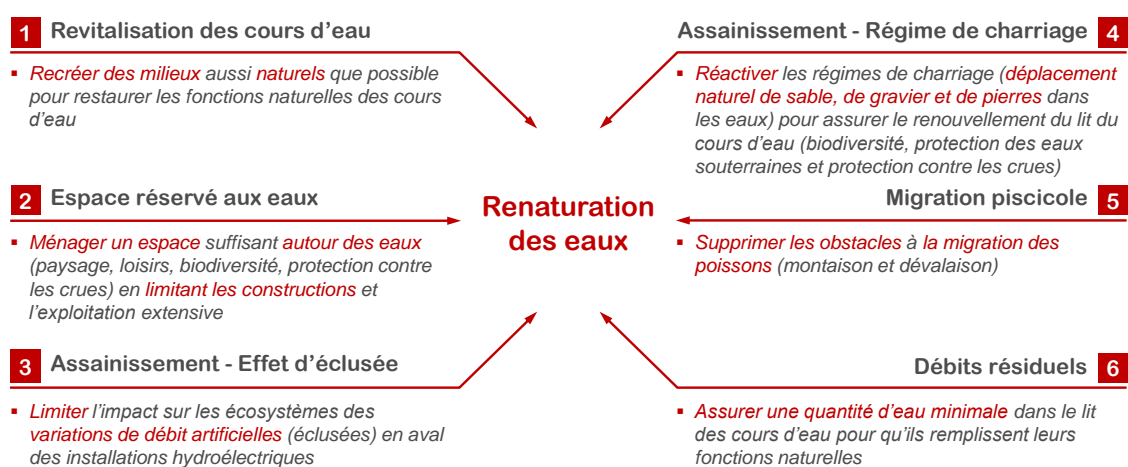


Figure 36 : Description des mesures de renaturation des eaux posées par l'OFEV [56]

### Revitalisation des cours d'eau

La LEaux charge les cantons de revitaliser leurs eaux en tenant compte des bénéfices pour la nature, le paysage, et des répercussions économiques de ces revitalisations (art. 38a, al. 1, LEaux). Les cantons sont tenus de planifier les revitalisations et d'établir un calendrier des mesures. Cette planification doit être prise en compte dans les plans directeurs et les plans d'affectation (art. 38a, al. 2, LEaux). Au niveau cantonal, la loi sur les eaux et son règlement (art. 3 al. 1 let. e LCEaux et art. 54 RCEaux) indiquent que la revitalisation des eaux et son calendrier sont intégrés dans le plan sectoriel de l'aménagement et de l'entretien des cours d'eau et lacs.

Conformément au délai imposé par ordonnance, le canton de Fribourg a élaboré en 2014 une « Planification stratégique des revitalisations » [57]. Il devra mettre à jour ce document et le soumettre pour avis à l'OFEV au 31 décembre 2025, un an avant son adoption (art. 41d, al 3 et 4, OEaux). Cette planification stratégique a pour objet d'identifier les cours d'eau prioritaires permettant une efficacité maximale dans la restauration des fonctions naturelles pour un minimum de coûts.

La Confédération alloue aux cantons des indemnités pour la planification et la mise en œuvre de mesures destinées à revitaliser les eaux. Ces indemnités sont versées sous forme de contributions globales, sur la base de conventions-programmes (art. 62b, LEaux). Des indemnités

ne sont allouées pour des revitalisations que si le canton concerné a établi une planification des revitalisations répondant aux exigences de l'art. 41d OEaux (art. 54b, al. 5, OEaux). Le montant des indemnités dépend de la longueur des cours d'eau et des rives des étendues d'eau inclus dans la planification (art. 54a, al. 1, OEaux).

### **Espace réservé aux eaux**

En vertu de la LEaux, les cantons sont tenus de réserver un espace nécessaire aux eaux le long des lacs, des rivières et des ruisseaux pour garantir à long terme leurs fonctions naturelles, la protection contre les crues et leur utilisation (art. 38a, al. 1). Cette mesure fait suite à un compromis politique en réponse à l'initiative populaire « Eaux vivantes »<sup>42</sup>, qui demandait la revitalisation de 14 000 km de cours d'eau. Après l'entrée en vigueur de la révision de l'ordonnance sur la protection des eaux le 1er mai 2017, un guide [58] a été élaboré et approuvé par la DTAP<sup>43</sup> et la CDCA<sup>44</sup> en juin 2019 pour aider les cantons dans la détermination et l'utilisation des espaces réservés aux eaux. Plusieurs modules décrivent des exemples concrets d'application, énoncent les conditions-cadre et la marge de manœuvre des cantons, tout en garantissant la conformité à la législation.

### **Assainissement – Effet d'écluée**

La LEaux impose aux exploitants de centrales hydroélectriques d'adopter des mesures de construction, préventives ou correctives pour limiter les dommages graves causés par les débits d'eau artificiels (éclusées) sur la faune, la flore, et leurs biotopes (art. 39a, LEaux). Selon l'art. 41e de l'ordonnance sur la protection des eaux (OEaux), les éclusées portent gravement atteinte lorsque leur débit est au moins 1,5 fois supérieur à son débit plancher, entraînant une altération de la taille, de la composition et de la diversité des communautés végétales et animales typiques du site. Les mesures pour atténuer les impacts des éclusées doivent être coordonnées au niveau du bassin versant, en tenant compte de plusieurs aspects : gravité des dommages, potentiel écologique du cours d'eau, coûts économiques, intérêts de prévention des crues, objectifs de la politique énergétique en matière d'énergies renouvelables. Conformément à l'art. 83b de la LEaux, les cantons ont réalisé une planification des mesures d'assainissement en 2014. Ils présentent également un rapport sur les mesures effectivement mises en œuvre tous les quatre ans (modalités de la planification précisées dans l'art. 41f de l'OEaux).

Notons que, pour l'assainissement des effets d'éclusées, seules les mesures constructives peuvent être imposées. Les mesures d'exploitation sont possibles si l'exploitant le demande de manière volontaire. De cette manière, le législateur a ainsi tenu à garantir la pilotabilité et la flexibilité des aménagements à accumulation.

L'article 83a de la LEaux fixe un délai de vingt ans à compter de l'entrée en vigueur de la révision de la loi pour assainir les installations existantes générant des éclusées. Ce délai échoit le 31 décembre 2030. En vue de mettre en œuvre la planification, l'art. 41g de l'OEaux exige que les exploitants d'installations hydroélectriques étudient diverses variantes et que l'autorité cantonale

---

<sup>42</sup> Retirée en raison d'un contre-projet indirect le 13.05.2010

<sup>43</sup> Conférence suisse des directeurs cantonaux des travaux publics, de l'aménagement du territoire et de l'environnement (DTAP)

<sup>44</sup> Conférence des directeurs cantonaux de l'agriculture (CDCA)

consulte l'OFEV avant que le canton prenne une décision sur le projet d'assainissement à réaliser.

La Confédération alloue aux cantons des indemnités pour la planification et la mise en œuvre de ces mesures d'assainissement. Les indemnités pour les coûts de projets se montent à 35% des coûts imputables (art. 62c, LEaux), dans la limite des crédits accordés et du respect des délais. Les coûts de réalisation des mesures d'assainissement des éclusées sont subventionnés possiblement à hauteur de 100% (dans la mesure notamment des capacités de financement du fond). Les mesures d'exploitation, si elles sont souhaitées par l'exploitant, sont aussi remboursées, toutefois sur une durée de 40 ans.

Le projet SCHEM, associé à un assainissement des éclusées de la Sarine, s'inscrit dans cette logique. Ainsi, ce projet doit, pour respecter la loi et prétendre aux subsides fédéraux correspondants respecter l'échéance de 2030 pour le début des travaux (voir également le paragraphe « Enjeux du financement mutualisé » ci-dessous).

### **Assainissement – Régime de charriage**

L'art. 43a (LEaux) interdit que des installations, en particulier les centrales hydroélectriques (art 42a OEaux), modifient le régime de charriage d'un cours d'eau au point de porter gravement atteinte à la faune, la flore, leurs biotopes, au régime des eaux souterraines et à la protection contre les crues. Les mesures à prendre dans le bassin versant du cours d'eau concerné doivent être coordonnées entre elles et avec celles relevant d'autres domaines (art. 43a, al. 3, LEaux, art. 46, al. 1, OEaux). Les critères utilisés pour définir ces mesures sont la gravité des atteintes portées au cours d'eau, le potentiel écologique de celui-ci, la proportionnalité des coûts d'assainissement, la protection contre les crues et les objectifs de politique énergétique en matière de promotion des énergies renouvelables (art. 43a, al. 2, LEaux).

Comme pour l'effet d'éclusée, il incombe aux cantons de planifier les mesures d'assainissement et de remettre à la Confédération un rapport d'avancement tous les 4 ans (art. 83b, LEaux) [59]. À la suite de cette planification stratégique, les cantons sont chargés d'étudier le type et l'ampleur des mesures requises et doit consulter l'OFEV avant de prendre une décision concernant des projets d'assainissement touchant des centrales hydroélectriques (42c, OEaux). Comme pour l'effet d'éclusée, il est tenu aux propriétaires des installations hydroélectriques de prendre les mesures d'assainissement nécessaires au rétablissement des régimes de charriage dans un délai de vingt ans, soit jusqu'au 31 décembre 2030 (art.83a, LEaux). Dans le cas de centrales hydroélectriques, les matériaux charriés doivent passer dans la mesure du possible à travers l'installation. (art. 42c, al. 2, OEaux).

Pour les planifications qui lui sont soumises dans les délais, la Confédération alloue pour les coûts de projets aux cantons des indemnités dont le montant atteint 35 % des coûts imputables (art. 62c LEaux). Les coûts de réalisation des mesures d'assainissement du régime de charriage sont subventionnés possiblement à hauteur de 100% (dans la mesure notamment des capacités de financement du fond).

### **Migration piscicole**

Les principes réglementaires relatifs à la migration des poissons sont donnés par la Loi fédérale sur la pêche (LFSP). Elle exige l'imposition de mesures propres à assurer la libre migration du

poisson (art. 9, al1, let b, LFSP) et à empêcher que les poissons et les écrevisses ne soient tués ou blessés par des constructions ou des machines (art. 9, al. 1, let. d, LFSP). Cette exigence concerne les nouvelles installations, mais aussi les installations existantes pour autant que les mesures soient économiquement supportables (art. 10, LFSP).

Les cantons veillent à ce que les mesures soient réalisées avant le 31 décembre 2030 (art. 9c, OLFP). À la suite de la planification stratégique de 2014 (« Rétablissement de la migration piscicole des obstacles liés à la force hydraulique dans le Canton de Fribourg » [60]), le canton de Fribourg présente tous les quatre ans à la Confédération un rapport sur les mesures mises en œuvre (art. 83b, LEaux). Dans le cas de centrales hydroélectriques pour lesquelles les mesures d'assainissement ne sont pas encore définitivement inscrites dans la planification établie, l'autorité cantonale consulte l'Office fédéral avant de prendre une décision (art. 9c, OLFP). Les détenteurs de centrales sont par ailleurs tenus d'ouvrir l'accès de leurs installations à l'autorité compétente pour planifier les mesures et de lui fournir les renseignements requis : en particulier sur les parties de l'installation ayant un impact sur les biotopes de la faune aquatique, l'exploitation des installations, les mesures réalisées et prévues (avec des indications quant à leur efficacité), les travaux de construction et les mesures d'exploitation prévues pour modifier l'installation (art 9b, OLFP). Sur ordre de l'autorité, ils vérifient l'efficacité des mesures prises (art. 9c, OLFP).

Les coûts liés à la planification, à la mise en œuvre et au suivi des effets des mesures nécessaires dans le cadre de l'assainissement d'un ouvrage hydroélectrique pour garantir la libre circulation des poissons sont indemnisés sur la base de l'art. 34 de la LEné : le coût total des mesures prises en vertu de l'art. 83a de la LEaux ou de l'art. 10 de la LFSP doit être remboursé au détenteur d'une installation hydroélectrique (centrale hydroélectrique au sens de la législation sur la protection des eaux). Par exemple, le cas en cours d'étude d'un nouveau dispositif de dévalaison des poissons du barrage de la Maigrauge<sup>45</sup> est concerné par cette indemnisation.

### Débits résiduels

Depuis l'entrée en vigueur de la loi fédérale sur la protection des eaux (LEaux) en 1992, et pour que les cours d'eau puissent remplir leurs fonctions naturelles, un débit résiduel convenable doit être assuré dans le lit des cours d'eau après un prélèvement. La loi définit la manière de déterminer ce débit résiduel minimal (notamment à partir du débit Q347<sup>46</sup>) donnant droit à une autorisation de prélèvement (art. 31 LEaux). Il appartient aux cantons de calculer, pour chaque cours d'eau et chaque site de prélèvement, le débit résiduel approprié et de fixer le débit de dotation des ouvrages hydroélectriques, à savoir la quantité d'eau nécessaire au maintien du débit résiduel (art. 35, LEaux). Les cantons peuvent, sur dérogation, autoriser des débits résiduels inférieurs si nécessaire et sous certaines conditions (art. 32, LEaux).

Pour les prélèvements d'eaux dont la concession est antérieure à 1992, les prescriptions sur les débits résiduels ne s'appliquent qu'à partir du renouvellement des concessions. D'ici là, les tronçons à débit résiduel doivent être assainis (art. 80, LEaux). A cette occasion, l'exploitant

---

<sup>45</sup> L'ascenseur à poissons de La Maigrauge a été mis en œuvre avant la LEaux de 2011. Celui-ci fait l'objet de mesures d'amélioration de l'efficacité à la dévalaison, lesquelles peuvent être remboursées.

<sup>46</sup> L'art. 4 LEaux définit le débit Q347 comme « le débit d'un cours d'eau atteint ou dépassé pendant 347 jours par année, dont la moyenne est calculée sur une période de dix ans et qui n'est pas influencé sensiblement par des retenues, des prélèvements ou des apports d'eau ».

identifie l'impact économique de la diminution du productible au bénéfice de l'augmentation du débit résiduel. La mise en œuvre des débits résiduels doit être alors se faire sans que les droits d'utilisation existants soient atteints d'une manière qui justifierait un dédommagement (notion d'économiquement supportable). Sur le canton de Fribourg, l'actuel régime de concession de la majeure partie des installation est en œuvre depuis 2004<sup>47</sup> et donc les principaux aménagements sont soumis au régime des débits résiduels selon l'art. 31 LEaux et non l'Art. 80 LEaux. Font par exemple exception les aménagements de Lessoc et de Hauterive dont le débit résiduel selon l'art. 31 LEaux doit encore être défini et d'autres aménagements dont le débit résiduel correspond encore à l'Art. 80 LEaux.

Si l'ensemble des mesures de renaturation listées jusqu'ici disposent de dédommagements, ce n'est pas le cas pour les débits résiduels : il n'existe pas de compensation du « manque à gagner » liée aux débits de dotation (voir Annexe 6.8). Les coûts générés par le manque à gagner sur le productible sont portés entièrement par le producteur.

### **Enjeux du financement mutualisé**

Des mécanismes fédéraux sont mis en place pour permettre un financement mutualisé de certaines mesures de renaturation. Depuis 2011, date d'entrée en vigueur de la LEaux, et jusqu'en 2030, échéance de réalisation des assainissements, 0,1 ct/kWh sont prélevés auprès de tous les consommateurs finaux en Suisse (env. 50-60 TWh/an) par Swissgrid [61] via les coûts de transport des réseaux à très haute tension. Ce prélèvement alimente un fond de renaturation, dont l'enveloppe totale sur la période est de l'ordre de 1 à 1,2 milliards de francs (50 à 60 MCHF/an sur 20 ans). Ce fond permet de financer l'assainissement des centrales hydroélectriques dans les domaines des éclusées, du charriage, de la libre migration des poissons et de la revitalisation des cours d'eau<sup>48</sup>.

Ce montant, bien que conséquent, ne suffira probablement pas à couvrir les coûts de l'ensemble des mesures de renaturation nécessaires au niveau Suisse (nombre conséquent de projets, complexité de mise en œuvre). Les ruisseaux fribourgeois, et la Sarine en particulier, sont des milieux piscicoles à grand potentiel. Rien que sur le canton de Fribourg, Groupe E estime à environ 300 MCHF le coût de l'ensemble des mesures de renaturation des cours d'eau. Cela représente 25 à 35% des dédommagements prévus au niveau suisse. Sous réserve d'une autre règle appliquée par l'OFEV, les premiers projets annoncés seront probablement les premiers financés. Le canton de Fribourg, à qui il incombe de décider des mesures d'assainissement, fait donc face à un enjeu de durée des procédures afin de respecter le délai légal (fin 2030) et s'assurer de la mise à disposition des soutiens financiers fédéraux pour les projets de renaturation sur des cours d'eaux fribourgeois. Parmi d'autres, le projet SCHEM est concerné au premier plan (voir 4.1.3).

Pour de nouveaux projets hydroélectriques, qui ne peuvent pas selon la loi bénéficier du fond pour les assainissements, les coûts des mesures environnementales peuvent être compris dans

---

<sup>47</sup> C'est le cas de tous les aménagements exploités par Groupe E mais pas celui exploité par GESA.

<sup>48</sup> A date, les autorités fédérales n'ont pas publié d'étude consolidée sur le coût total de l'ensemble des mesures nécessaires à l'assainissement des centrales hydroélectriques dans toute la Suisse. A ce stade, il ne peut donc pas être garanti que ce fond fédéral soit suffisant, en l'état, pour financer intégralement toutes ces mesures.



les coûts à prendre en compte pour le calcul de la contribution d'investissement allouée par l'OFEN.

### Impact sur la sécurité d'approvisionnement hivernale

La gestion des débits résiduels réside notamment dans la pesée des intérêts, effectuée par les législations cantonales et fédérales, entre sécurité d'approvisionnement en électricité et protection de l'environnement.

Cette pesée des intérêts est régulièrement rediscutée au niveau fédéral, dernièrement lors de la situation d'approvisionnement électrique tendue aux hivers 2021-2022 et 2022-2023. Ainsi, le législateur a introduit avec le « Mantelerlass » la possibilité, en cas d'urgence, d'une diminution ou suspension exceptionnelle des débits résiduels pouvant contribuer à la sécurité d'approvisionnement hivernal.

#### 4.6.2 Impact sur la production hydraulique

##### Impact des mesures de renaturation hors débits résiduels

Plusieurs mesures environnementales peuvent engendrer une diminution du productible hydraulique au bénéfice de mesures environnementales et de renaturation des cours d'eau. Il peut par exemple s'agir de débits d'attraits pour favoriser la migration piscicole ou le déclenchement de crues artificiels au bénéfice du régime de charriage de la rivière [Tableau 7].

Aménagement	Cause	Description	Remboursement	Energie annuelle perdue
Rossens-Hauterive	Crues artificielles liées aux mesures de charriage.	Trois crues pilotes ont été réalisées en 10.2020, 05.2022 et 10.2023. Les hydrogrammes de crue prévoient des débits de pointe entre 45 et 350m <sup>3</sup> /s. Les mesures envisagées à long terme pour l'assainissement du charriage ont été proposées au canton pour décision, basées sur l'expérience de ces crues pilotes.	Mesure remboursée par l'OFEV (assainissement du charriage)	1.4 GWh/an
Maigrage-Oelberg	Débit d'attrait de l'ascenseur à poissons <sup>1)</sup>	Les poissons sont attirés vers l'ascenseur par un canal aménagé, où circule un débit d'attrait non turbiné de 300 l/s issue de la retenue. L'ascenseur peut être interrompu en hiver lorsque la température extérieure est inférieure à 5 degrés car les poissons ne migrent pas.	Cette mesure n'est pas remboursée <sup>1)</sup>	0.35 GWh/an
Maigrage-Oelberg	Débit de dévalaison <sup>1)</sup>	La rampe de dévalaison des poissons est alimentée par une vanne. Le débit varie en fonction du niveau du lac entre 300 et 600 l/s.	Cette mesure n'est pas remboursée à ce jour <sup>1)</sup>	0.92 GWh/an (pour 600 l/s)
Montsalvens-Broc	Crues artificielles	Selon décision d'assainissement du 24 janvier 2011, un déversement doit avoir lieu annuellement. En cas d'absence de crue naturelle avant le 30 août, une crue artificielle doit être entreprise au barrage de Montsalvens.	Cette mesure n'est pas remboursée	0.2 GWh/an
<sup>1)</sup> Ce débit fait en principe partie du débit résiduel minimal (ne fait pas l'objet de remboursement). Dans ce cas, pour éviter un comptage à double, l'impact sur la production hydraulique de cette mesure pour la migration piscicole ne doit pas être pris en compte. L'incertitude du total tient compte du fait que ceci n'a pu être contrôlé pour les aménagements listés ici.			TOTAL	~2-3 GWh/an <sup>1)</sup>

**Tableau 7 : Illustration des pertes énergétiques en lien avec des mesures environnementales réglementaires (hors dotation) pour les ouvrages de Groupe E**

Les exigences pour ne pas entraver la migration piscicole et les mesures de remédiations nécessaires dans le canton de Fribourg ont été définies dès 2014 dans le rapport « Rétablissement de la migration piscicole des obstacles liés à la force hydraulique dans le Canton de Fribourg » [60]. Néanmoins, ce rapport ne fournit pas d'estimations quant à l'impact du rétablissement de la migration piscicole sur le productible annuel hydraulique du canton.

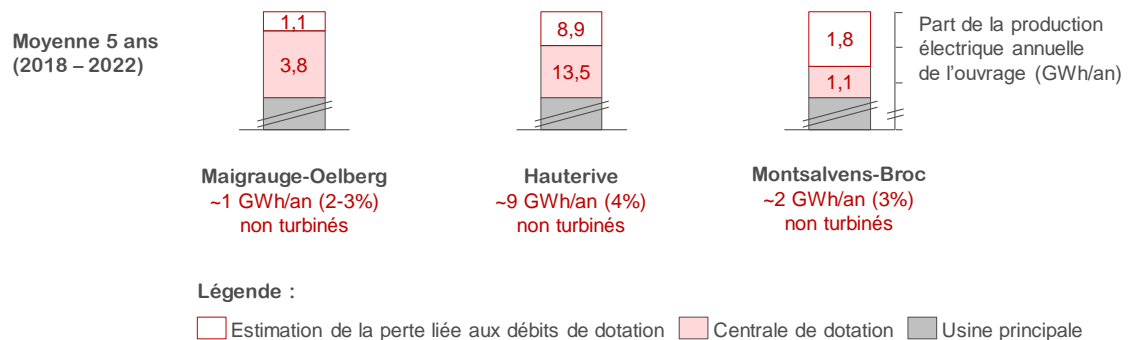
Les mesures d'assainissement du régime de charriage par déversement annuel de gravier (par exemple dans la Jogne en aval du barrage de Montsalvens et dans la Petite Sarine en aval du barrage de Rossens) n'ont peu d'impact sur le productible hydraulique annuel.

Les mesures de crues artificielles ont un impact, même mineur, sur le productible annuel. C'est par exemple le cas à Montsalvens, où l'exploitant est tenu de procéder à une crue artificielle si aucune crue naturelle n'est recensée dans l'année. Les coûts engendrés par de telles crues artificielles (perte de productible en raison du lâcher d'eau) ne sont aujourd'hui pas remboursées à l'exploitant.

### Impact des débits résiduels

A la date de ce rapport, l'ensemble des débits résiduels concernant des aménagements hydrauliques fribourgeois sont validés par les autorités cantonales, à l'exception de Lessoc, Hauterive, et potentiellement de quelques aménagements de petite hydraulique (dont le régime de débit résiduel n'a pas été étudié ici).

Ces débits résiduels respectent en principe<sup>49</sup> les exigences fixées par l'Art. 31 LEaux (voir tableau en Annexe 6.8) et devront être revus pour tous les aménagements à chaque renouvellement ou transfert d'un droit d'eau vers une concession. Les débits résiduels ne diminuent pas la production des installations dont la centrale est au pied du barrage (par ex. Lessoc, Schiffenen) mais il peut induire une désoptimisation économique de l'aménagement en venant impacter le profil de turbinage. Pour les ouvrages dont la centrale principale n'est pas au pied du barrage (conduite forcée), une centrale de dotation permet généralement de turbiner les débits résiduels (voir Annexe 6.8). Cette centrale ne bénéficie que d'une partie de la hauteur de chute principale. Le « manque à gagner » représente de l'ordre de 2-3% de la production annuelle d'électricité [Figure 37] [62]. A l'échelle du canton cela représente un volume d'énergie annuel de 12 à 18 GWh/an<sup>50</sup>.



**Figure 37 : Illustration de la moyenne multi-annuelle (5 ans) des volumes énergétiques non turbinés pour assurer le respect des débits résiduels dans le cas de 3 ouvrages hydroélectriques de Groupe E [62] (exemple de 3 aménagements parmi l'ensemble des aménagements cantonaux)**

<sup>49</sup> exception par exemple pour les aménagements de Lessoc et de Hauterive dont le débit résiduel selon l'art. 31 LEaux doit encore être défini et d'autres aménagements dont le débit résiduel correspond encore à l'Art. 80 LEaux.

<sup>50</sup> Correspondant à des coûts de l'ordre de 0.6 – 1.8 MCHF/an sur l'hypothèse d'un prix de l'électricité entre 50 – 100 CHF/MWh



#### 4.6.3 **Synthèse**

Les mesures de renaturation des cours d'eau engendrent une perte de production d'électricité de l'ordre de 14-21 GWh/an, majoritairement pour la mise en œuvre des débits résiduels (70-80 % du total). Les exigences relatives à ces débits résiduels sont fixées au niveau fédéral, et une modification de celles-ci pourraient impacter le potentiel hydroélectrique fribourgeois (cf. disposition Mantelerlass sur les débits résiduels en cas de pénurie imminente d'électricité, Art. 2a LEne, acceptée en référendum le 9 juin 2024 [3]). Le projet SCHEM, intégré dans le cadre de l'assainissement du régime des éclusées de la Sarine, fait face à un enjeu de planification et de durée des procédures d'approbation pour respecter les exigences de la LEaux (délai d'assainissement d'ici 2030) et être éligible à des soutiens financiers fédéraux. Notons enfin que, les débits résiduels devant être revus à chaque renouvellement ou transfert d'un droit d'eau vers une concession, la pesée des intérêts pourrait conduire à long-terme à des débits résiduels plus élevés que ceux des concessions actuelles.

## 4.7 Fixation des débits de concession

### 4.7.1 Principes de fixation des débits de concession et responsabilités

L'actuel régime de concession pour la plupart des installations hydrauliques du canton de Fribourg est en œuvre depuis 2004<sup>51</sup>, et réglé par convention entre le canton et les exploitants pour l'utilisation des forces hydrauliques pour la production d'énergie selon l'Art. 55 de la Loi sur le domaine public (LDP) [21].

Historiquement, les débits de concession (débits maximaux concédés) se sont indexés sur les capacités techniques de turbinage des machines installées et du dimensionnement des installations. En ce sens, les débits de concession respectent les critères historiques de dimensionnement retenus par les exploitants d'installation. Pour certains aménagement, des équipements plus performants et plus modernes ont pu être installés lors de la rénovation des installations, conduisant certaines centrales à être équipées d'un débit qui dépasse le débit maximal concédé (par ex. Hauterive).

#### **Contribution à la sécurité d'approvisionnement hivernale**

Puisqu'elle se concentre uniquement sur les débits utilisables et le paiement d'une redevance cantonale, la gestion des concessions hydrauliques n'a aucun impact direct sur la sécurité d'approvisionnement hivernal.

### 4.7.2 Impact sur la production hydraulique

Une augmentation du débit de concession permettrait, pour les installations qui disposent de surcapacité (par exemple pour la centrale de Hauterive, la puissance installée pour turbiner un débit de 90 m<sup>3</sup>/s est supérieure au débit de concession correspondant à 75 m<sup>3</sup>/s) de turbiner des eaux qui seraient autrement déversées et donc perdues pour la production en cas de forts apports (par ex. orages et fortes précipitation). Ces événements sont cependant fort rares, ce qui correspond à des quantités d'énergie minimales. En effet, en règle générale, les ouvrages hydrauliques ont été dimensionnés pour permettre un turbinage optimal des apports hydrauliques, sans surdimensionner les équipements, ce qui aurait engendré des surcoûts disproportionnés<sup>52</sup>. De plus, des régimes dérogatoires aux débits de concession sont aujourd'hui déjà possibles et peuvent être accordés par les services cantonaux en cas de déversement (demande au cas par cas).

### 4.7.3 Synthèse

Les débits de concession, alignés en général sur la capacité technique installée, n'entravent pas l'exploitation du potentiel cantonal fribourgeois. Une augmentation des débits de concession aurait un impact insignifiant sur le productible annuel cantonal et la sécurité d'approvisionnement. En revanche, une systématisation du système de dérogation pour l'augmentation temporaire des

<sup>51</sup> C'est le cas de tous les aménagements exploités par Groupe E mais pas celui exploité par GESA.

<sup>52</sup> Dans le cas d'Hauterive, des équipements plus performants et plus modernes ont pu être installés lors de la rénovation des installations, en remplacement des équipements plus anciens qui ne permettaient pas un débit de turbinage aussi élevé.

volumes pouvant être turbinés en recourant à la puissance installée existante des aménagements pourrait être un levier pour améliorer la protection contre les dangers naturels (par ex. en situations de crue).

## 5 Conclusions

La force hydraulique fribourgeoise correspond aujourd'hui à un productible annuel de 600 GWh/an. La réalisation de SCHEM (version turbinage seul) permet d'augmenter la production cantonale de 158 GWh/an (103 GWh/an après restitution de l'énergie due au canton de Berne).

Outre le projet SCHEM, le potentiel restant est estimé à 40-50 GWh/an. Pour la part portée par la petite hydraulique sur cours d'eau (31 GWh/an), ce potentiel est assimilable au potentiel technique cantonal, si l'ensemble des multiples projets identifiés venaient à être réalisés. Cependant, les coûts et les impacts environnementaux relatifs à l'exploitation de la majeure partie de ce potentiel restant sont probablement disproportionnés par rapport aux gains en matière de production d'énergie et de contribution à la sécurité d'approvisionnement hivernale. Ceci est particulièrement le cas pour les projets de nouvelle installation de petite hydraulique en rivière et le rehaussement de barrages. Certains projets peuvent cependant faire l'objet d'analyses de faisabilité technico-économique plus détaillées (notamment au regard des possibles mécanismes de soutien financier fédéraux). En outre, l'évolution du cadre réglementaire cantonal fribourgeois ou suisse (subventions, règles environnementales, autres) peut venir impacter le bilan technico-économico-énergétique de projets à l'étude et la situation nécessiterait d'être réévaluée. De plus, outre le potentiel encore non-exploité, les installations existantes pourraient aussi être impactées par des changements de cadre réglementaire (par ex. exigences environnementales accrues qui pourraient impacter les coûts de reviens des installations).

Le potentiel de pompage turbinage du canton de Fribourg est très limité et extrêmement incertain au vu de la configuration géographique fribourgeoise (habitations à proximité des berges, activités de loisirs, faible différence de niveau entre les lacs) et des variations importantes (plusieurs dizaines de mètres) de niveaux de lac qu'il induirait. Par ailleurs, sans considérer les apports naturels, le pompage turbinage consomme plus d'énergie qu'il en produit. Il ne contribue également fondamentalement pas à la sécurité d'approvisionnement hivernal en Suisse en raison de la capacité très faible des réservoirs de pompage turbinage au regard des volumes requis pour combler un déficit de production hivernal.

La réalisation de SCHEM, possiblement combinée avec la réalisation de projets d'augmentation de l'efficacité des installations existantes et de projets de mini-hydraulique sur des installations d'eaux potables ou usées permettrait au canton de Fribourg d'atteindre son objectif de production hydroélectrique de sa stratégie énergétique (800 GWh/an d'ici 2035). **Pour que SCHEM puisse bénéficier d'un soutien financier fédéral pouvant être octroyé dans le cadre de l'assainissement d'un cours d'eau, il est impératif que les travaux soient initiés avant 2030.**

A moyen et long terme, la force hydraulique fribourgeoise fait face à de nombreux enjeux :

- Une systématisation du système de dérogation pour l'augmentation temporaire des volumes pouvant être turbinés en recourant à la puissance installée existante des aménagements pourrait être un levier pour améliorer la protection contre les dangers naturels (par ex. en situations de crue)
- L'évolution de la situation d'ensablement des lacs fribourgeois et son impact sur la production électrique doit continuer d'être suivie sur le long-terme, à des fins d'anticipation. De manière plus générale, l'impact du changement climatique sur le productible hydraulique cantonal reste à monitorer et étudier (par ex. évolution du rythme

de l'ensablement, évolution du régime hydraulique, saisonnalité et intensité des précipitations). Sur cette problématique, de premières études et mesures ont déjà été lancées par Groupe E.

- Les ouvrages et aménagements hydrauliques actuels ont pour la plupart plus de 50 ans, certains ont plus de 100 ans. Ils peuvent être exploités sur des décennies, ce que montre l'historique de l'hydraulique fribourgeoise, pour autant que ses exploitants les entretiennent et les rénovent régulièrement au bénéfice de conditions-cadres adéquates. Ces conditions cadres doivent répondre à l'enjeu de maintenance et de renouvellement de l'appareil productif hydroélectrique actuel (par ex. ressources, compétences, savoir-faire) pour continuer à garantir la bonne tenue du parc hydroélectrique cantonal à l'avenir.
- Les ouvrages hydrauliques du canton (par ex. prises d'eau, conduites, galeries, barrages d'accumulation) sont aujourd'hui quasiment exclusivement au service de l'eau-énergie. Dans un contexte de changement climatique, une compétition sur les usages de l'eau pourrait induire des arbitrages (par ex. avec l'agriculture, l'eau potable) et ainsi impacter le potentiel hydraulique cantonal et son productible annuel.

## 6 Annexes

### 6.1 Experts et entités contactées dans le cadre de l'étude

<b>Entité</b>	<b>Personne</b>
Association suisse pour l'aménagement des eaux	M. Andreas Stettler
GESA	M. Michel Grangier
Groupe E	M. Lionel Chapuis
Groupe E	M. Luca Savoldelli
HES-SO Valais-Wallis	Prof. Cécile Münch-Alligné
Office fédéral de l'énergie OFEN	M. Christian Dupraz
Pro Natura Fribourg <sup>1)</sup>	Section cantonale <sup>1)</sup>
Service de l'énergie SdE	M. Eric Rast
Service de l'Environnement SEn <sup>1)</sup>	M. Jean-Claude Raemy <sup>1)</sup>
Swiss Small Hydro	Mme. Aline Choulot
WWF Fribourg <sup>1)</sup>	Section cantonale <sup>1)</sup>

<sup>1)</sup>Contact réalisé par écrit, par l'intermédiaire du Service de l'énergie. Toutes les autres personnes ont participé à un ou plusieurs entretiens bilatéraux avec les rédacteurs du rapport.

## 6.2 Liste des aménagements de production hydroélectrique en exploitation recensés dans le canton de Fribourg

### Centrales à accumulation

Installation	Puissance des turbines	Puissance des alternateurs	Production annuelle	Exploitant	Date de mise en service
Rossens-Hauterive	94,5 MW	69 MW	205 GWh/an	Groupe E SA	1904, 1948, 2007
Rossens, centrale de dotation 1	0,7 MW	0,7 MW	2 GWh/an	Groupe E SA	1976
Rossens, centrale de dotation 2	1,7 MW	1,6 MW	11 GWh/an	Groupe E SA	2005
Schiffenen	73,3 MW	52 MW	130 GWh/an	Groupe E SA	1964
<b>TOTAL</b>	<b>~ 123 MW</b>		<b>~ 350 GWh/an</b>		

### Centrales au fil de l'eau

Installation	Puissance des turbines	Puissance des alternateurs	Production annuelle	Exploitant	Date de mise en service
Montsalvens-Broc	22'500 kW	22'500 kW	67'000 MWh/an	Groupe E SA	1921
Montsalvens, dotation (PCH)	200 kW	200 kW	1'200 MWh/an	Groupe E SA	2013
Maigrauge-Oelberg	17'700 kW	16'600 kW	52'000 MWh/an	Groupe E SA	1910, 1943, 1956, 1980
Maigrauge, centrale de dotation	570 kW	540 kW	4'000 MWh/an	Groupe E SA	1952
Montbovon	30'200 kW	27'900 kW	80'000 MWh/an	Groupe E SA	1899, 1972
Lessoc	8'500 kW	8'000 kW	23'000 MWh/an	Groupe E SA	1973
Grandvillard-Sainte-Anne	3'000 kW	2'900 kW	6'500 MWh/an	Groupe E SA	1999
Jaun (La Jogne)	420 kW	380 kW	2'320 MWh/an	Groupe E SA	1982
Jaun (Cascade)	15 kW	15 kW	60 MWh/an	Groupe E SA	1913
Charmey (La Tzintre)	900 kW	900 kW	3'000 MWh/an	La Tzintre Energie	2013
Charmey (Le Perré)	4'500 kW	4'500 kW	16'000 MWh/an	GESA	1893, 1957, 1964, 1982
Charmey (Le Perré), dotation (PCH)	12 kW	12 kW	95 MWh/an	GESA	2017
<b>TOTAL</b>	<b>~ 85 MW</b>		<b>~ 255 GWh/an</b>		



## Petite et Mini hydraulique

Installation	Puissance des turbines	Puissance des alternateurs	Production annuelle	Exploitant	Date de mise en service
Turbinage eau potable (Haut-Intyamon)	160 kW	160 kW	1'200 MWh/an	Chabloz Energie SA	2007
Marive (Neirivue)	45 kW	45 kW	340 MWh/an	Propriétaire privé	2018
Turbinage eau potable (Chatel-St-Denis)	110 kW	110 kW	825 MWh/an		2007
Turbinage eau potable (CREG)	74 kW	74 kW	555 MWh/an		1990
Scierie Borcard	35 kW	35 kW	263 MWh/an		2014
Turbinage eau potable (Cerniat)	60 kW	60 kW	450 MWh/an	Couvent	2008
Villars-sur-Glâne	40 kW	40 kW	300 MWh/an	Propriétaire privé	2006
Turbinage eau potable (La Roche)	37 kW	37 kW	278 MWh/an		2011
Turbinage eau potable (St-Ursens)	30 kW	30 kW	225 MWh/an		2010
Turbinage eau potable (Bulle)	16.5 kW	16.5 kW	100 MWh/an	EauSud SA	2011
Charmey	18 kW	18 kW	135 MWh/an		1940
Bösingen	6 kW	6 kW	45 MWh/an		2013
Turbinage eau potable (Jaun)	5 kW	5 kW	38 MWh/an		1993
Estavayer-le-lac	3 kW	3 kW	23 MWh/an		2009
<b>TOTAL</b>	<b>~ 0,65 MW</b>		<b>~ 5 GWh/an</b>		

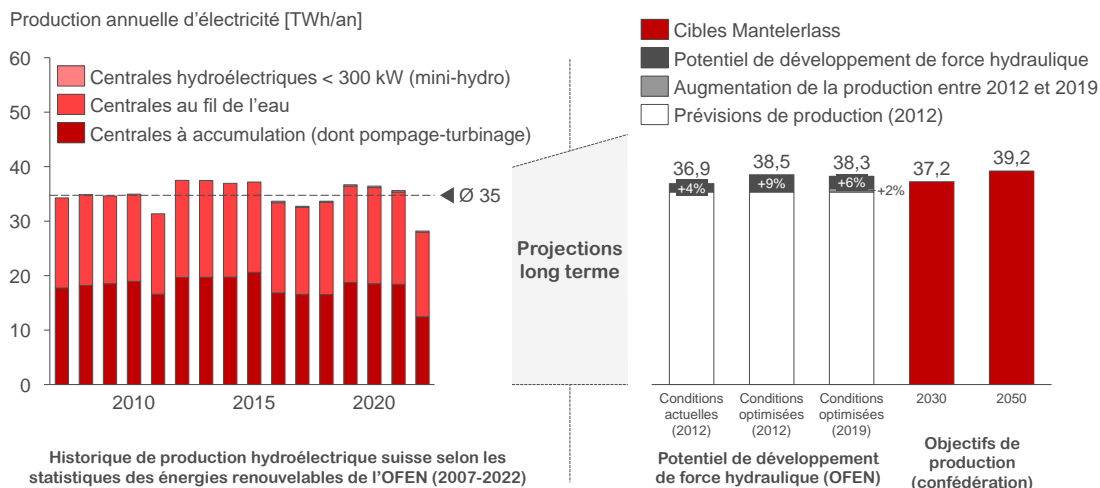
## Méthodologie

Ces ouvrages ont été recensés à partir de l'annuaire statistique du canton de Fribourg, des installations de production d'électricité cartographiées par l'OFEN, et des discussions avec les énergéticiens du canton (Groupe E, GESA).

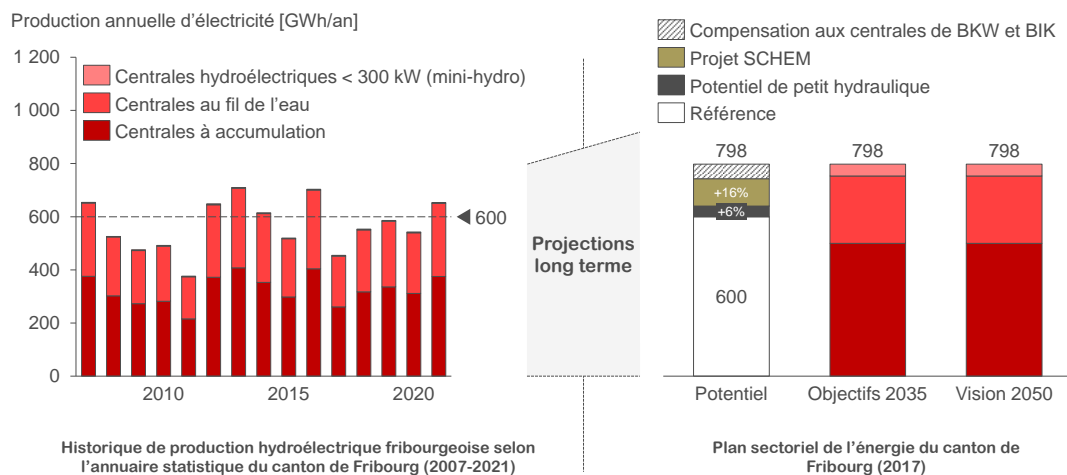
La production annuelle correspond à une valeur escomptée du productible annuel sans considération des variations d'une année sur l'autre.

### 6.3 Comparaison entre les volumes historiques de production hydroélectrique et les objectifs de développement de la force hydraulique en Suisse et dans le canton de Fribourg

#### Comparaison entre les volumes historiques de production hydroélectrique suisse et les études de potentiel de développement et les projections à horizon 2050 de l'OFEN [TWh/an] [19] [20]



#### Comparaison entre les volumes historiques de production hydroélectrique fribourgeoise et les objectifs du plan sectoriel de l'énergie du canton de Fribourg<sup>53</sup> [GWh/an] [8]

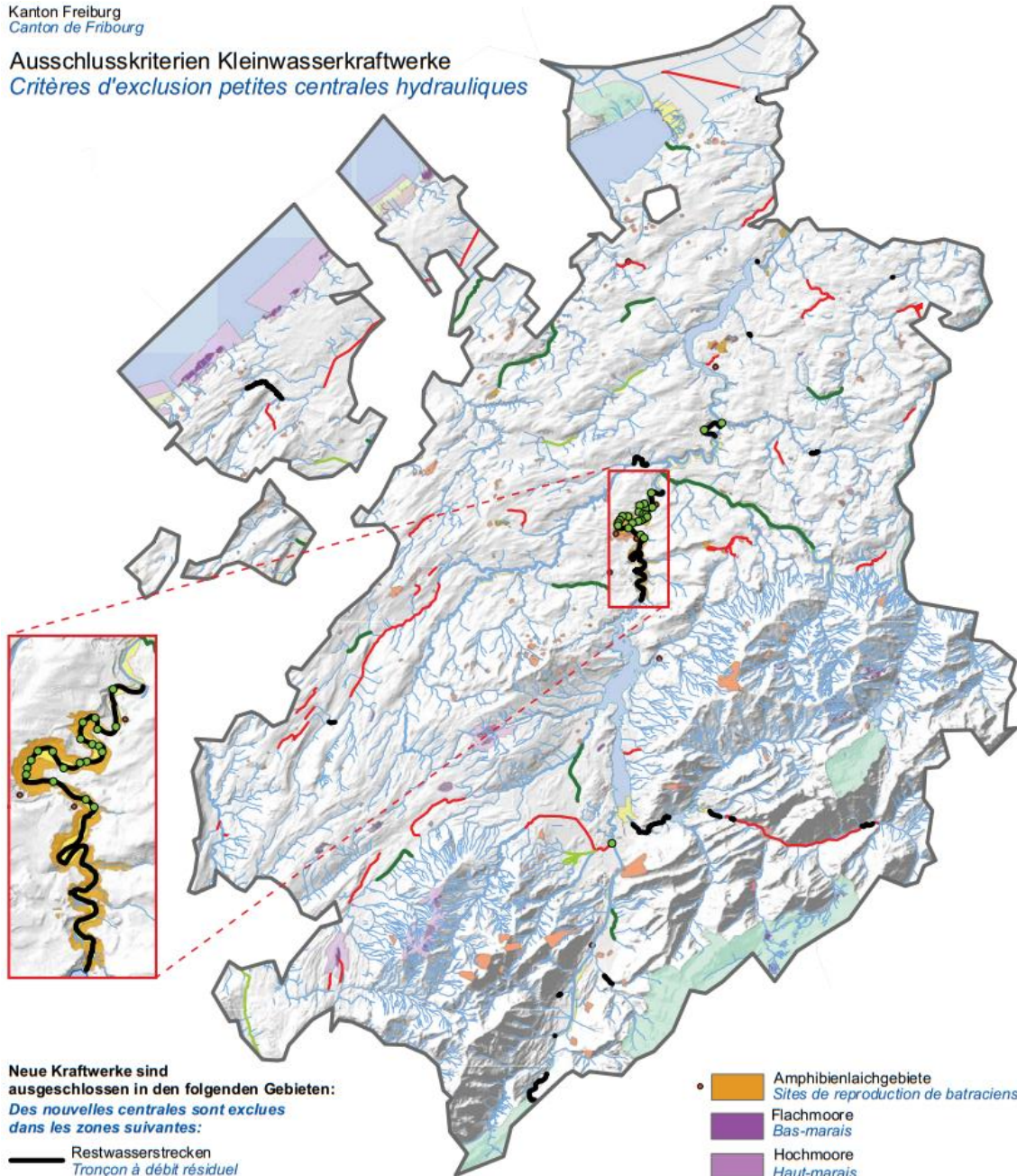


<sup>53</sup> Production totale hydroélectrique de l'annuaire statistique du canton de Fribourg répartie par type d'ouvrage selon la nomenclature retenue dans l'Annexe 6.1.

## 6.4 « Evaluation et gestion de la force hydraulique du canton de Fribourg » (2010)

Kanton Freiburg  
Canton de Fribourg

Ausschlusskriterien Kleinwasserkraftwerke  
Critères d'exclusion petites centrales hydrauliques



**Neue Kraftwerke sind ausgeschlossen in den folgenden Gebieten:**  
*Des nouvelles centrales sont exclues dans les zones suivantes:*

*Des nouvelles centrales sont exclues dans les zones suivantes:*

- Restwasserstrecken  
*Tronçon à débit résiduel*
- Renaturierte Gewässerstrecke  
*Cours d'eau revitalisé*
- Renaturierung im Gang  
*Revitalisation en cours*
- Renaturierung erste Priorität  
*Revitalisation 1ère priorité*
- Nasenlaichplatz  
*Frayère de nase*



- Gewässerschutzzone S1  
*Zone de protection des eaux S1*
- Gewässerschutzzone S2  
*Zone de protection des eaux S2*

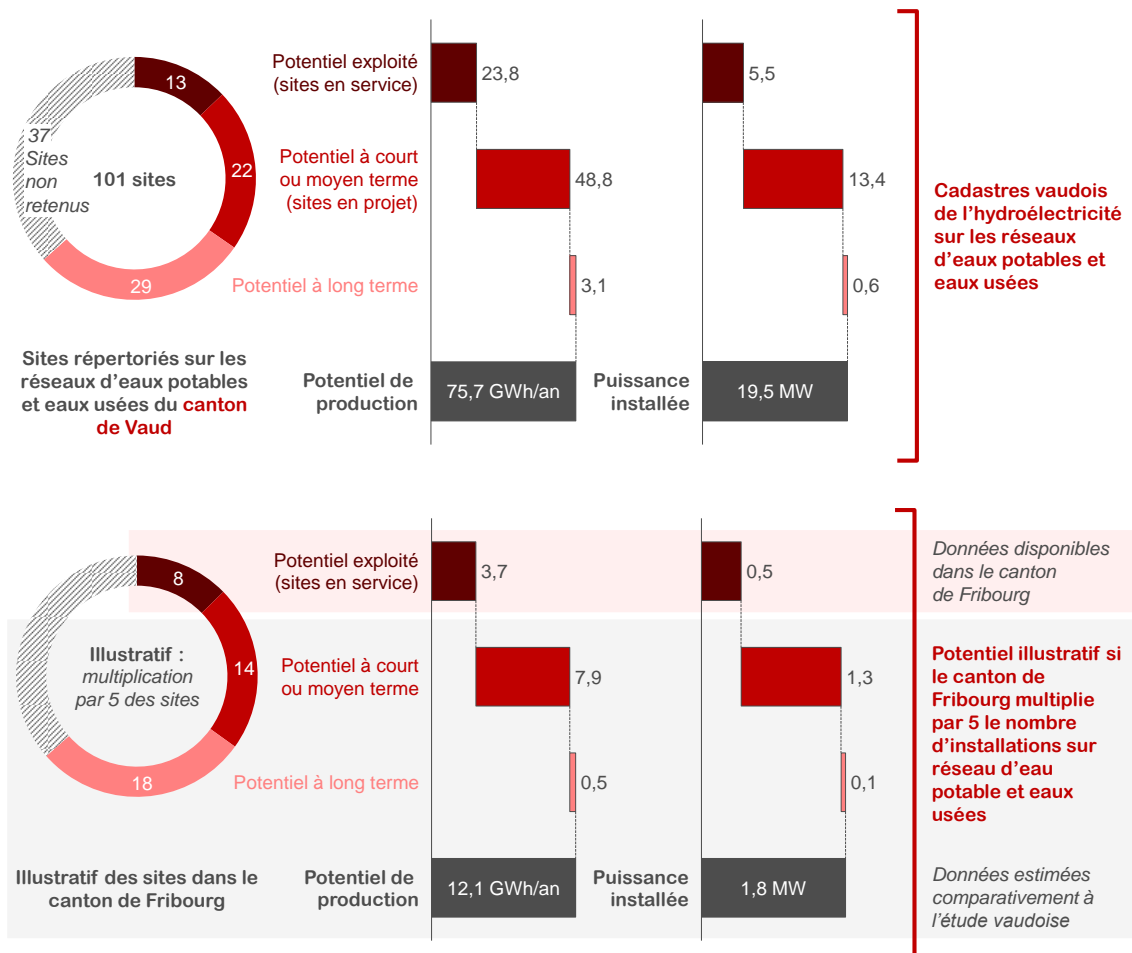
- Amphibienlaichgebiete  
*Sites de reproduction de batraciens*
- Flachmoore  
*Bas-marais*
- Hochmoore  
*Haut-marais*
- Moorlandschaften  
*Sites marécageux*
- Vogelreservat  
*Réserve d'oiseaux*
- BLN-Landschaften  
*Paysages IFP*
- Auen  
*Zones alluviales*

- Die nachfolgenden Ausschlusskriterien wurden nicht dargestellt:
- Populationen stark bedrohter Tier- und Pflanzenarten
  - Stark bedrohte Pflanzengesellschaften
  - Seltenheit oder Wert einer Landschaft
  - Kandidat für ein Biotop von nationaler Bedeutung
  - Linienpotential <math><0.1\text{kW/m}</math>

- Les critères d'exclusion suivantes ne sont pas représentés:*
- Populations d'espèces animales ou végétales fortement menacées
  - Associations végétales fortement menacées
  - Rareté et valeur du site
  - Biotope d'importance nationale, candidats
  - Potentiel spécifique <math><0.1\text{kW/m}</math>

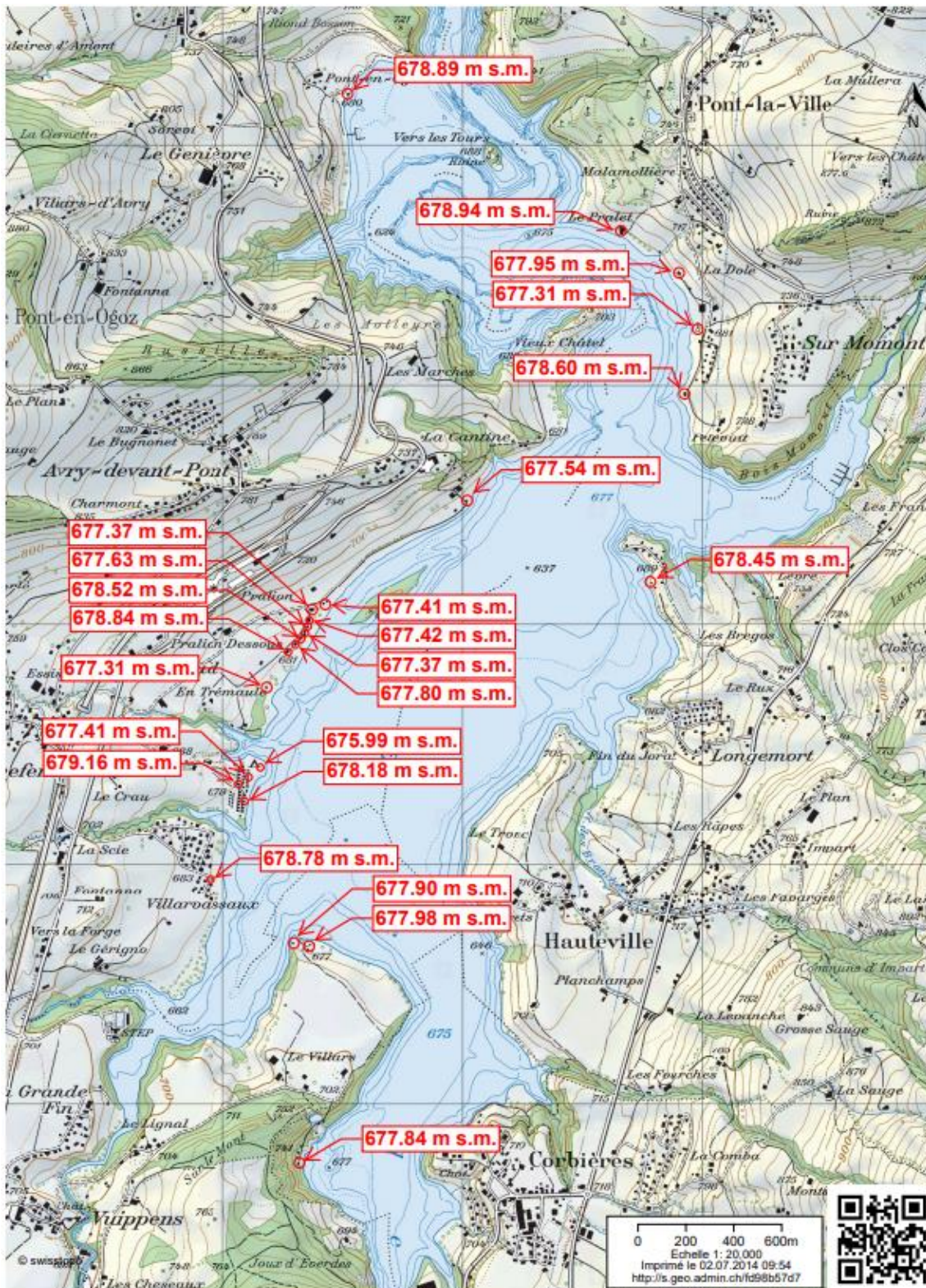
## 6.5 Potentiel illustratif de la petite hydraulique sur les réseaux d'eau potable et eaux usées dans le canton de Fribourg

Ce potentiel illustratif de la petite hydraulique sur les réseaux d'eau potable et eaux usées dans le canton de Fribourg est estimé en multipliant par 5 le nombre de sites en exploitation (voir Annexe 6.1) comparativement à l'étude du service de l'environnement vaudois [40].





## 6.6 Lac de la Gruyère : carte et altitudes de certains bâtiments





## 6.7 Exemples de rendement des turbines de Groupe E

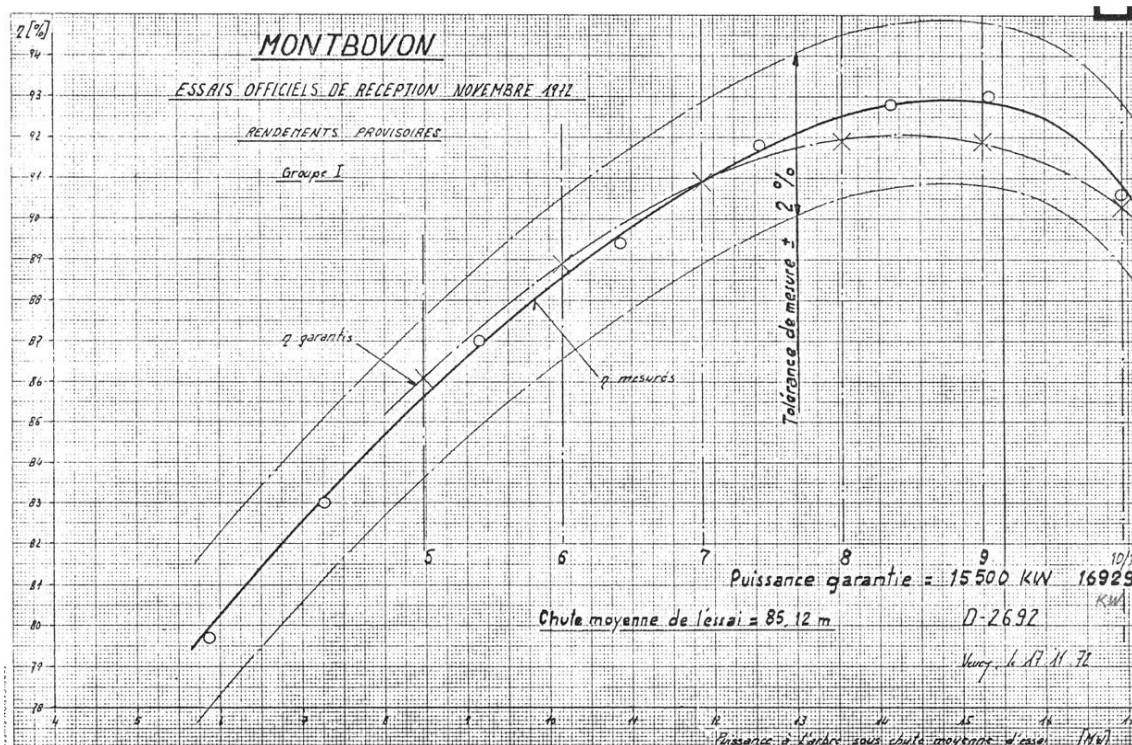
### Rendement garanti de la turbine Schifffenen G3 (rénovée avec nouvelle roue et nouveau distributeur en 2023)

#### 2.3 GUARANTEED PERFORMANCES

Flow [m³/s]	Mean raw head [mWC]	Head losses [mWC]	Draft tubes losses [mWC]	Total losses [mWC]	Mean net head [mWC]	Coefficients	Proto-type efficiency [%]	Weighted efficiency [%]
4	43.400	0.755	0.054	0.809	42.59	3	92.48%	2.774
4	44.900				44.09	4	92.29%	3.691
4	46.400				45.59	4	92.05%	3.682
4	47.200				46.39	3	91.94%	2.758
5	43.400	1.180	0.084	1.264	42.14	14	94.24%	13.193
5	44.900				43.64	22	94.22%	20.728
5	46.400				45.14	22	94.21%	20.726
5	47.200				45.94	14	94.20%	13.188
6	43.400	1.700	0.121	1.821	41.58	3	93.46%	2.804
6	44.900				43.08	4	93.65%	3.746
6	46.400				44.58	4	93.71%	3.748
6	47.200				45.38	3	93.78%	2.813
					<b>Total</b>	<b>100</b>		

Description	Specification	Bidder	Unity	
Average weighted prototype efficiency	See table above	<b>93.85</b>	<b>[%]</b>	BG

### Essais officiels de réception à Montbovon en 1972



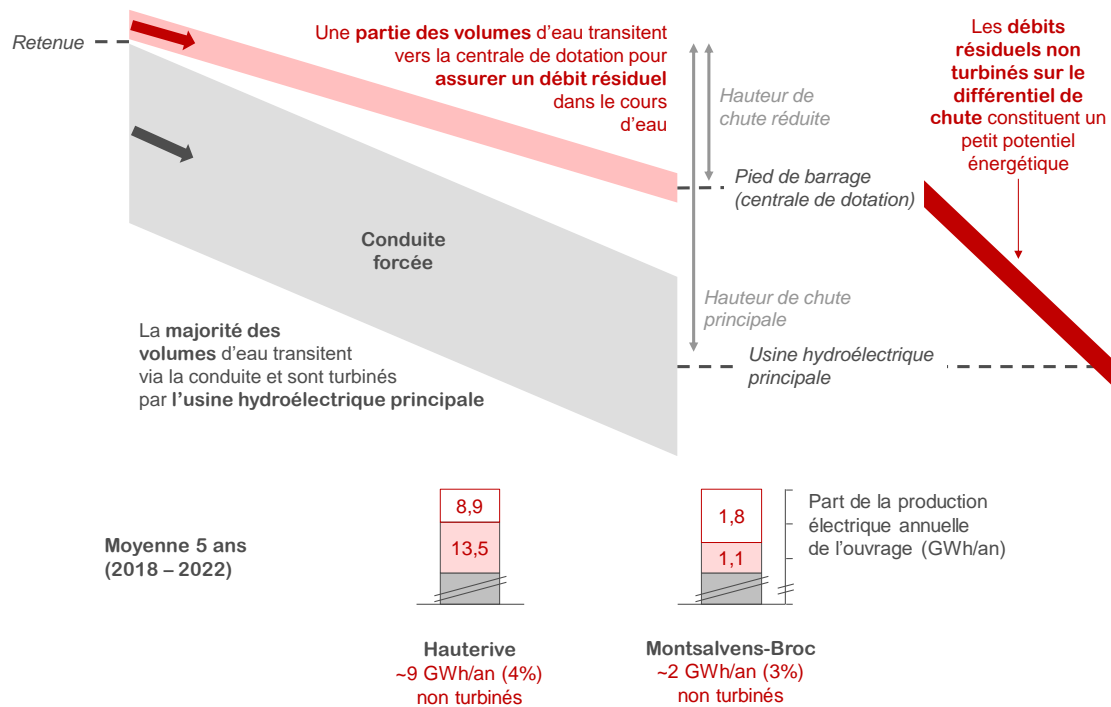
## 6.8 Débits résiduels des aménagements de Groupe E

### Détermination des débits d'étiage sur la Sarine, Hydrique 21.10.22

Les débits horaires sont calculés en différents points de la Sarine sur la période du 1er janvier 2009 au 1er janvier 2019. Ces séries sont moyennées en débits journaliers afin de calculer le débit Q347<sup>54</sup>, qui sert de base à la détermination du débit résiduel selon Art. 31 LEaux.

Aménagement	Etude Hydrique		Qres doté selon concession et décisions d'assainissement (l/s)
	Q347 (l/s)	Qres art 31 LEaux (l/s)	
Barrage de Rossinière	3'204	1'049	350 - 1'500 (selon la période de l'année)
Barrage de Lessoc	3'642	1'134	2'500
Barrage de Montsalvens	2'097	745	500 (Avec mesures de compensation, ruisseau de contournement)
Barrage de Rossens	8'760	2'221	3'500 (été) - 2'500 (hiver)
Barrage de La Maigrage	10'581	2'500	4'000
Barrage de Schiffenen	11'226	2'650	5'000

### Energie non turbinée pour assurer le respect des débits résiduels



Légende :

□ Estimation de la perte liée aux débits de dotation □ Centrale de dotation □ Usine principale

<sup>54</sup> L'art. 4 LEaux définit le débit Q347 comme « le débit d'un cours d'eau atteint ou dépassé pendant 347 jours par année, dont la moyenne est calculée sur une période de dix ans et qui n'est pas influencé sensiblement par des retenues, des prélèvements ou des apports d'eau ».



## 7 Bibliographie

- [1] Office fédéral de l'énergie OFEN, *Statistiques annuelles de production et de consommation totales d'électricité en Suisse, 1995 - 2022*.
- [2] Office fédéral de l'énergie OFEN, *Perspectives Énergétiques 2050+*, 2020.
- [3] Parlement suisse, *Approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables. Loi fédérale*, 2023.
- [4] Association des entreprises électriques suisses (AES), *Énergies renouvelables: les projets de développement en cours*, 2024.
- [5] Confédération suisse, *Ordonnance sur l'instauration d'une réserve d'électricité pour l'hiver (OIRH)*, État le 1er février 2024.
- [6] Etat de Fribourg, *Annuaire statistique du canton de Fribourg*, 1995 - 2020.
- [7] Etat de Fribourg, *RAPPORT No 160 du Conseil d'Etat au Grand Conseil relatif à la planification énergétique du canton de Fribourg (nouvelle stratégie énergétique)*, 29.09.2009.
- [8] Etat de Fribourg, *Plan sectoriel de l'énergie*, Juillet 2017.
- [9] Etat de Fribourg, *Stratégie énergétique Etat de Fribourg - Rapport 2015-2020*, 2021.
- [10] Etat de Fribourg, *Plan directeur cantonal*, 2020, dernière modification 15.11.2023.
- [11] Etat de Fribourg, *Plan Directeur cantonal - Volet stratégique*, 01.05.2019.
- [12] Etat de Fribourg, *Plan Directeur cantonal - T120. Energie hydraulique*, 19.08.2020.
- [13] Etat de Fribourg, *Fiche Plan Directeur cantonal P0304 - Centrale hydro-électrique « Schiffenen-Morat »*, 19.08.2020.
- [14] Etat de Fribourg, *Stratégie photovoltaïque*, 2023.
- [15] Office fédéral de l'énergie OFEN, *Le processus du groupe d'accompagnement de la table ronde sur l'hydroélectricité*, 2021.
- [16] Groupe E, «Suivi de la production annuelle des aménagements - données internes,» 2024.
- [17] Office fédéral de l'environnement OFEV, «Atlas hydrologique de la Suisse,» [En ligne]. Available: [https://hydromaps.ch/#fr/10/46.5550/7.1595/bl\\_hds--a04\\_a04\\_bilanz\\_topo\\$0/186100](https://hydromaps.ch/#fr/10/46.5550/7.1595/bl_hds--a04_a04_bilanz_topo$0/186100). [Accès le Mars 2024].
- [18] Office fédéral de l'énergie OFEN, «map.geo.admin.ch,» [En ligne]. Available: <https://map.geo.admin.ch/?lang=fr&topic=energie&bgLayer=ch.swisstopo.swissimage&catalogNodes=2419,2443,2420,2427,2480,2431,15131,2436,2767,2441,3206,2466&E=2580>

019.53&N=1154788.02&zoom=5&layers=ch.bfe.kleinwasserkraftpotentiale,ch.bfe.statistik-wasserkraf. [Accès le Mars 2024].

- [19] Office fédéral de l'énergie OFEN, *Wasserkraftpotenzial der Schweiz - Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050*, 2012.
- [20] Office fédéral de l'énergie OFEN, *Wasserkraftpotenzial der Schweiz - Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050*, 2019.
- [21] Etat de Fribourg, *Loi sur le domaine public (LDP)*, version entrée en vigueur le 01.01.2023.
- [22] Confédération Suisse, *Loi sur l'énergie (LEne)*, État le 1er février 2024.
- [23] Confédération suisse, *Loi fédérale sur l'aménagement du territoire (LAT)*, État le 1er janvier 2019.
- [24] Etat de fribourg, *Evaluation et gestion de la force hydraulique du canton de Fribourg*, 27.10.2010.
- [25] Confédération suisse, *Loi fédérale sur la protection des eaux (LEaux)*, État le 1er février 2023.
- [26] Confédération suisse, *Loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN)*, Etat le 1er janvier 2022.
- [27] Confédération suisse, *Loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH)*, État le 1er janvier 2023.
- [28] AES (strom.ch), «Energies renouvelables : les projets de développement en cours,» Janvier 2024. [En ligne]. Available: <https://www.strom.ch/fr/politique/energies-renouvelables-les-projets-de-developpement-en-cours#schweiz>.
- [29] Conseil fédéral, *Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050*, 2013.
- [30] Office fédéral de l'énergie OFEN, *Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies*, 2022.
- [31] Entreprises Electriques Fribourgeoises, *Les EEF et le développement économique : un siècle de collaboration*, 1990.
- [32] Etat de Fribourg, *Groupe E AG. Wasserkraftanlage Schiffenen — Verfügung der Sanierungspflicht. Verhinderung negativer Auswirkungen von Schwall-Sunk, Wiederherstellung des Geschiebehaushalts, Wiederherstellung der Fischgängigkeit*, 2016.
- [33] Groupe E, «Projet SCHEM - études et rapports techniques internes».
- [34] Société Fribourgeoise des Sciences Naturelles, *Le plan d'aménagement des forces hydrauliques du bassin de la Sarine*, Bulletin de la Société Fribourgeoise des Sciences Naturelles - Bulletin der Naturforschenden Gesellschaft Freiburg, 1953.

- [35] Société Fribourgeoise des Sciences Naturelles, «Contribution à l'étude de l'hydrogéologie karstique du massif du Vanil Noir et de la chaîne des Gastlosen : Préalpes fribourgeoise Suisse,» 1982. [En ligne]. Available: <https://www.e-periodica.ch/cntmng?pid=fng-001%3A1982%3A71%3A%3A159>.
- [36] Etat de Fribourg, «Inventaire des géotopes d'importance cantonale - plaine du gros Mont,» 2022. [En ligne]. Available: [https://map.geo.fr.ch/pdf/GIC/GIC\\_89\\_Plaine%20du%20Gros%20Mont%20et%20olistolithes%20du%20Jeu%20de%20Quilles.pdf](https://map.geo.fr.ch/pdf/GIC/GIC_89_Plaine%20du%20Gros%20Mont%20et%20olistolithes%20du%20Jeu%20de%20Quilles.pdf).
- [37] Greenwatt Groupe E, «Projets de petite et mini-hydro - études internes,» 2016.
- [38] Gruyère Energie SA (GESA), *Projets de petite et mini-hydro - études internes*, 2011.
- [39] Gruyère Energie, «La Trême, pièce du puzzle des énergies vertes,» *La Gruyère*, n° %1Samedi 24 mars, 2012.
- [40] Canton de Vaud, MHyLab, «Cadastre hydraulique du canton de Vaud - eaux de surface et eaux de réseau,» 2008. [En ligne]. Available: [https://www.vd.ch/fileadmin/user\\_upload/themes/environnement/energie/fichiers\\_pdf/Rapport\\_Potentiel\\_Hydraulique.pdf](https://www.vd.ch/fileadmin/user_upload/themes/environnement/energie/fichiers_pdf/Rapport_Potentiel_Hydraulique.pdf).
- [41] M.-R. Zoelig, «De l'eau potable dont on fait le courant,» *La Liberté*, Vols. %1 sur %2Singine-Broye, n° %1Vendredi 9 mars, p. 14, 2012.
- [42] Office fédéral de l'énergie OFEN, *Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050*, 2013.
- [43] Shadya Martignoni & al. , *Un stockage local et compétitif de l'énergie*, 2018.
- [44] Confédération Suisse, *Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)*, État le 1er janvier 2024.
- [45] Groupe E, «Projets de pompage turbinage- rapports techniques internes».
- [46] David Felix, Michelle Müller-Hagmann, Robert Boes, *Ausbaupotenzial der bestehenden Speicherseen in der Schweiz*, Wasser Energie Luft, 2020.
- [47] Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, *Déclaration commune adoptée par la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique*, 2021.
- [48] Groupe E, «Suivi bathymétrique multiannuel - données internes,» 2024.
- [49] Groupe E, «Projets de rehaussement - études internes».
- [50] Niki Beyer-Portner, *Erosion des bassins versants alpins par ruissellement de surface*, Laboratoire de Constructions Hydrauliques EPFL, 1998.
- [51] Niki Beyer Portner, Anton Schleiss, *Bodenerosion in alpinen Einzugsgebieten in der Schweiz*, Wasserwirtschaft, 2020.

- [52] Office fédéral de l'énergie OFEN, *Comment les barrages conservent leur potentiel*, 2023.
- [53] Groupe E, «Projets avec gains de rendement - études internes,» 2024.
- [54] C. D. R. C. B. C. D. G. Auguste Baras, «La nouvelle conduite forcée et les organes de fermeture de sécurité,» *Wasser energie luft (WEL)*, 1998.
- [55] Confédération suisse, *Loi fédérale sur la pêche (LFSP)*, Etat le 1er juillet 2023.
- [56] Office fédéral de l'environnement OFEV, «Renaturation des eaux,» [En ligne]. Available: <https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/eaux/info-specialistes/mesures-pour-la-protection-des-eaux/renaturation-des-eaux.html>. [Accès le Janvier 2024].
- [57] Etat de Fribourg, *Planification stratégique des revitalisations*, Version 2, mise à jour octobre 2015.
- [58] Confédération suisse, «Guide modulaire pour la détermination et l'utilisation de l'espace réservé aux eaux en Suisse,» Juin 2019.
- [59] Etat de Fribourg, *Planification stratégique - Assainissement du régime de charriage*, Version 2, mise à jour octobre 2015.
- [60] Etat de Fribourg, *Rétablissement de la migration piscicole des obstacles liés à la force hydraulique dans le Canton de Fribourg!*, 2014.
- [61] Office fédéral de l'environnement OFEV, *Assainissement écologique des centrales hydrauliques existantes : Financement des mesures requises*, 2016.
- [62] Groupe E, «Suivi des débits d'étiage par aménagement - données internes».