

Table des matières

1. INTRODUCTION	1
2. LOCALISATION DU PROJET	2
3. TECHNOLOGIE	2
3.1 PRINCIPE DU POWER-TO-GAS	2
3.2 GENERALITES SUR L'HYDROGENE	3
3.3 PRODUCTION D'HYDROGENE	4
3.4 AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU POWER-TO-GAS	12
4. DEFINITION DE LA ZONE D'ETUDE	13
4.1 COMMUNE DE BRIG-GLIS	13
4.2 RESEAU BRIG-GLIS/RIED-BRIG	14
4.3 CHOIX DU RESEAU GLOBAL	15
5. ANALYSE DE LA SITUATION ACTUELLE	16
5.1 PRODUCTION RENOUVELABLE	16
5.2 CONSOMMATION	24
5.3 BILAN	25
6. UTILISATION DE L'HYDROGENE PRODUIT	26
6.1 INJECTION DANS LE RESEAU DE GAZ NATUREL	26
6.2 APPLICATIONS AVEC STOCKAGE	29
6.3 UTILISATIONS ANNEXES	39
7. ETUDE ECONOMIQUE	42
7.1 SCENARIO INJECTION DIRECTE DANS LE RESEAU DE GAZ NATUREL SANS STOCKAGE	42
7.2 SCENARIO STATION-SERVICE H ₂	44
7.3 SCENARIO PILE A COMBUSTIBLE POUR RESEAU D'ENERGIE	45
7.4 SCENARIO REVENTE DE L'HYDROGENE ET DE L'OXYGENE	47
8. POTENTIEL DE PRODUCTION H₂ A L'HORIZON 2035	48
8.1 PRODUCTIONS RENOUVELABLES	48
8.2 BILAN	50
9. RECOMMANDATIONS POUR LA MISE EN PLACE D'UN SYSTEME	50
10. CONCLUSION	51
11. SOURCES	52
13. ANNEXES	55
13.1 DATASHEET DE L'ELECTROLYSEUR UTILISE EN LABORATOIRE	55
13.2 NORME G18	58
13.3 MAIL DE LA SSI GE CONCERNANT L'INJECTION DIRECTE D'HYDROGENE	59
12.4 DONNEES DE CONSOMMATIONS D'UNE POMPE SUR LA NAPPE PHREATIQUE	61
12.5 TEMPS DE FONCTIONNEMENT DES POMPES DU RESEAU D'ENERGIE	63
12.6 DIAGRAMME DE SANKEY DE LA SOLUTION PILE A COMBUSTIBLE POUR RESEAU D'ENERGIE	64
12.7 CONSOMMATION D'OXYGENE DE LA CLINIQUE DE VALERE	65



12.8	DATASHEET BOUTEILLE D'OXYGÈNE MÉDICALE	66
12.9	PLAN DU RÉSEAU D'ANERGIE DE NATERS	67
12.10	OFFRE ATAWEY POUR STATION-SERVICE POUR VÉHICULE À HYDROGÈNE	68
12.11	CARACTÉRISTIQUES PRINCIPALES DES STATIONS-SERVICE D'ATAWEY	69
12.12	OFFRE DE POWIDIAN POUR LE SCÉNARIO PILE À COMBUSTIBLE POUR RÉSEAU D'ANERGIE	70
12.13	PRIX DE VENTE DE L'OXYGÈNE ET DE L'HYDROGÈNE CHEZ CARBAGAS	80
12.14	DÉTAILS DE PRODUCTION D'HYDROGÈNE ET D'OXYGÈNE	81

Table des figures

Figure 1: Localisation du projet [2]	2
Figure 2 : comparaison de capacité et de temps de décharge de 6 moyens de stockage [3]	2
Figure 3 : principe du power-to-gas	3
Figure 4 : principe de fonctionnement d'un électrolyseur alcalin [6]	4
Figure 5 : principe de fonctionnement d'un électrolyseur PEM [6]	4
Figure 6 : système power-to-gas de la HES-SO utilisé pour l'expérience	5
Figure 7 : schéma de principe du montage de l'installation d'électrolyseur (situation finale espérée) [7]	6
Figure 8 : exemple du monitoring de Winsun avec l'affichage de la puissance photovoltaïque, la puissance et l'énergie consommée	13
Figure 9 : schéma du territoire considéré avec les différents lieux et puissance de production hydroélectrique, photovoltaïque et de la centrale KVA	15
Figure 10 : plan du réseau de gaz naturel présent sur la commune de Brig-Glis [14]	27
Figure 11 : schéma de principe de l'injection dans le réseau après méthanation	28
Figure 12 : explication du rendement de la chaîne électrolyseur et unité de méthanation	29
Figure 13 : schéma de principe du fonctionnement d'un réseau d'anergie	30
Figure 14 : schéma de principe de l'utilisation d'une pile à combustible pour le fonctionnement des pompes du réseau d'anergie	31
Figure 15 : principe de fonctionnement d'une pile à combustible PEM [18]	32
Figure 16 : schéma de principe de la variante station de recharge pour véhicules	36
Figure 17: Hyundai ix35 Fuel Cell	37
Figure 18 : Station-service hydrogène d'ATAWEY	44
Figure 19 : localisation et taille des grands toits de Gamsen sans installations solaires	48
Figure 20 : état du développement de l'énergie éolienne dans le canton du Valais (état juin 2016) [39]	49

Table des graphiques

Graphique 1 : comparaison des densités massiques de trois combustibles [4]	3
Graphique 2 : résultats des tests de fonctionnement de l'électrolyseur PEM du laboratoire de la HES-SO (données brutes)	7
Graphique 3 : premier zoom du graphique 2 montrant l'influence du débit d'eau sur le débit d'hydrogène	8
Graphique 4 : influence du débit d'eau sur le courant (données du premier zoom du graphique 2)	8
Graphique 5 : deuxième zoom du graphique 2 montrant l'influence de la pression O ₂ sur le débit d'hydrogène	9
Graphique 6 : influence de la pression d'oxygène sur le courant de l'électrolyseur	9
Graphique 7 : influence de la température sur la tension de fonctionnement de l'électrolyseur	10
Graphique 8 : influence de la température de l'eau sur le courant de l'électrolyseur	10
Graphique 9 : comparaison des courbes IV de différentes séries de mesures et des données constructeur	12
Graphique 10 : bilan de production et de consommation annuel pour la commune de Brig-Glis	14
Graphique 11 : bilan de production et de consommation annuel pour le réseau Brig-Glis/Ried-Brig	15
Graphique 12: détermination de la répartition annuelle de la production photovoltaïque à partir de 6 installations monitorées par Winsun	16
Graphique 13 : répartition horaire de la production photovoltaïque du 28 juin 2016 basée sur 4 installations monitorées par Winsun.	17
Graphique 14 : répartition horaire de la production photovoltaïque du 01 novembre 2016 basée sur 5 installations monitorées par Winsun.	18



Graphique 15: répartition annuelle de la puissance photovoltaïque basée sur le 28 juin et le 01 novembre 2016	19
Graphique 16 :: changement de distribution journalière au passage de février à mars	19
Graphique 17 : production hydroélectrique des treize centrales se trouvant sur le réseau analysé	20
Graphique 18 : puissance produite par quart d'heure par les centrales hydroélectrique du territoire analysé (données réelles 2016)	21
Graphique 19 : répartition par quart d'heure de la puissance injectée dans le réseau par le kva (données réelles 2016)	22
Graphique 20: puissance de production annuelle par quart d'heure des centrales hydrauliques, des panneaux photovoltaïques et du KVA présents sur le réseau Brig-Glis/Ried-Brig	23
Graphique 21 : puissance consommée sur le réseau Brig-Glis/Ried-Brig par quart d'heure en 2016	24
Graphique 22 : bilan des puissances importée et exportée du réseau 16 kV par quart d'heure (données réelles 2016)	25
Graphique 23 : consommation de gaz sur le réseau de Gamsen (extrapolation des cinq premiers mois)	27
Graphique 24 : représentation des données de consommation des pompes du réseau d'anergie (situation actuelle)	31
Graphique 25 : puissance de fonctionnement de l'électrolyseur de 310 kW pour l'application pile à combustible pour les pompes du réseau d'anergie	34
Graphique 26 : prévisions des productions solaires, hydrauliques et KVA pour l'année 2035	50

Table des tableaux

Tableau 1 : valeurs de la pureté de l'eau mesurées et données par le constructeur	6
Tableau 2 : mesures avec deux débits d'eau différent pour le calcul du rendement	11
Tableau 3 : Valeurs mensuelles de production photovoltaïque pour l'année 2016	16
Tableau 4 : puissances et production des centrales hydroélectriques présentes sur le territoire analysé	20
Tableau 5 : données de consommation et temps de fonctionnement des pompes du réseau d'anergie (situation actuelle)	30
Tableau 6 : données de consommation et temps de fonctionnement des pompes du réseau d'anergie (situation à pleine puissance)	32
Tableau 7 : production, besoin et stockage d'hydrogène pour l'alimentation d'une voiture à hydrogène	38
Tableau 8 : nouvelles consommations des pompes du réseau d'anergie en tenant compte de l'utilisation des rejets thermiques de la pile à combustible	41
Tableau 9: listes et prix des composants pour le scénario d'injection directe dans le réseau de gaz naturel	42
Tableau 10 : investissement total pour le scénario d'injection directe dans le réseau de gaz naturel [30]	42
Tableau 11 : bilan financier de l'application injection directe dans le réseau de gaz naturel	43
Tableau 12 : listes et prix des investissements pour le scénario pile à combustible pour le réseau d'anergie [5][30][37]	45
Tableau 13 : liste des prix de l'hydrogène et l'oxygène vendus chez CARBAGAS	47
Tableau 14 : comparaison des trois puissances d'électrolyseur considérées et détermination du retour sur investissement (ROI)	47

1. Introduction

L'essor que connaissent les nouvelles énergies renouvelables (NER) depuis quelques années engendre des problématiques inédites pour la gestion des réseaux électriques. En effet, les courbes de productions de ces installations ne correspondent pas à la celles de consommation et les réseaux électriques ne sont pas conçus pour supporter autant de production décentralisée. De cette problématique est née la gestion intelligente des réseaux, dite smart grid, qui cherche à optimiser le fonctionnement du système.

En parallèle, différents moyens de stockage se développent et permettent de compléter ce nouveau type de gestion.

En analysant les flux électriques en Suisse on remarque un excédent de production en été et un déficit en hiver. Il serait donc intéressant de pouvoir déplacer ce surplus pour diminuer la dépendance aux importations.

Le vecteur d'énergie sur lequel repose beaucoup d'espoir est l'hydrogène (H₂). Sa création permet en effet un stockage saisonnier et les possibilités d'utilisation sont nombreuses. Le processus de fabrication d'hydrogène, appelé électrolyse, peut donc s'avérer intéressant et même indispensable pour la suite du tournant énergétique, pour lequel on cherche à se tourner vers plus de courant vert tout en garantissant une sécurité d'approvisionnement.

La commune de Brig-Glis, cité de l'énergie, se penche fréquemment sur les questions énergétiques de son territoire. En 2008, elle se tourne vers la société Lauber Iwisa AG, mandante de ce projet et notamment active dans la technique du bâtiment et les énergies renouvelables, pour effectuer son Masterplan pour une utilisation durable de l'énergie. Après avoir mis en place plusieurs points proposés dans ce rapport, Brig-Glis veut poursuivre cette démarche et Lauber Iwisa devrait prochainement travailler sur une mise à jour du Masterplan. Ce travail s'inscrit donc dans une petite partie de ce grand projet et permettra à Lauber Iwisa de disposer d'éléments nouveaux pouvant être intégrés à leur réflexion.

Le but de ce projet est d'identifier les potentiels d'intégration du power-to-gas sur la commune de Brig-Glis en se basant sur l'évaluation :

- De la production d'énergie électrique renouvelable des installations existantes et futures
- De la consommation d'énergie électrique actuelle et future
- Du potentiel de production d'hydrogène par électrolyse alimentée par l'énergie électrique excédante

Par ailleurs, les applications suivantes seront analysées en incluant une analyse de faisabilité et de rentabilité :

- Injection dans le réseau de gaz
- Distribution d'hydrogène pour des véhicules communaux
- Stockage d'hydrogène pour les installations d'urgence (backups électriques)
- Potentiel de production d'oxygène (O₂)
- Valorisation des rejets thermiques de l'électrolyse via le réseau d'anergie de la commune

L'objectif final est de dimensionner un système H₂ sur un site adapté de la commune.

Une partie pratique permettant d'observer les paramètres influençant sur le rendement d'un électrolyseur PEM (Proton Exchange Membrane) sera aussi effectuée en laboratoire avec l'expérience P2G de la HES-SO Sion.

2. Localisation du projet



Figure 1: Localisation du projet [2]

Ce projet se concentre sur une commune du Haut-Valais en Suisse, celle de Brig-Glis. Cette dernière apparut en 1973 après la fusion des localités de Brig, Glis et Brigerbad. Avec Gamsen, ce sont les quatre localités qui composent aujourd'hui la commune. On décompte 13'088 habitants au 31 décembre 2015 [1].

3. Technologie

3.1 Principe du power-to-gas

Le power-to-gas est un concept assez simple : l'électricité produite en surplus à un moment donné est employée pour fabriquer du gaz, souvent de l'hydrogène, qui pourra être utilisé comme nouvelle source d'énergie. Ce concept a le grand avantage d'être un moyen de stockage à long terme que seuls les barrages permettaient jusqu'à récemment (Figure 2).

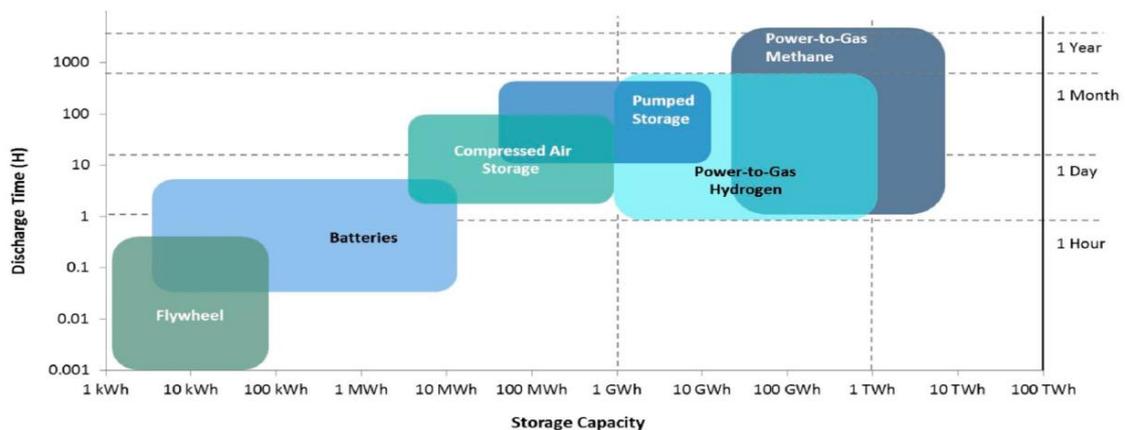


Figure 2 : comparaison de capacité et de temps de décharge de 6 moyens de stockage [3]

Plus concrètement, le surplus de production est utilisé dans un électrolyseur qui permet de produire de l'hydrogène à partir d'eau. L'hydrogène créé peut notamment être utilisé tel quel

pour des piles à combustible, injecté directement dans le réseau de gaz naturel, mais aussi transformé en gaz de synthèse.

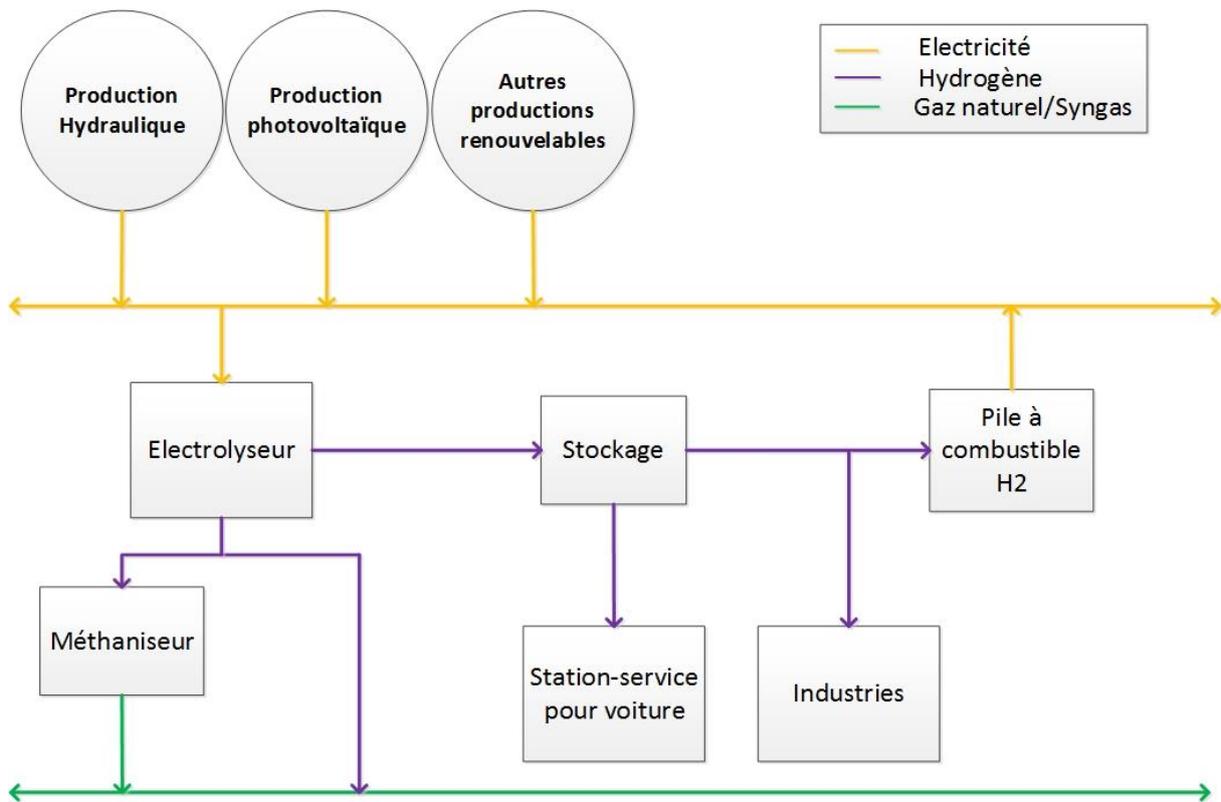
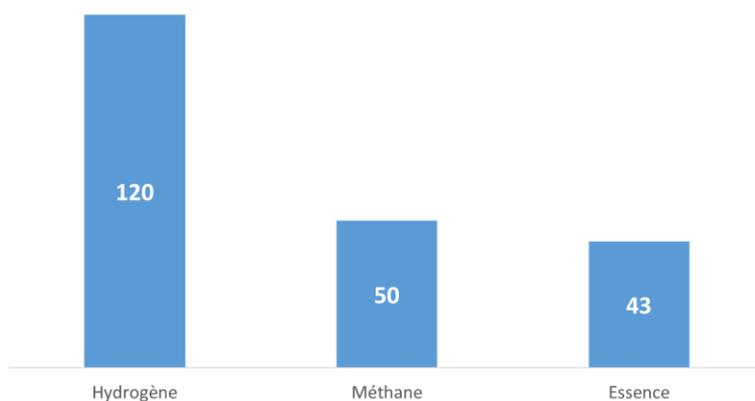


Figure 3 : principe du power-to-gas

3.2 Généralités sur l'hydrogène

Densité massique d'énergie [MJ/kg]



Graphique 1 : comparaison des densités massiques de trois combustibles [4]

L'hydrogène est l'élément le plus simple que l'on trouve sur terre, se composant d'un seul proton et d'un seul électron. Malgré son abondance dans l'univers, l'hydrogène ne se trouve quasiment pas sous sa simple forme et est toujours combiné avec d'autres éléments.

La principale qualité de ce gaz est sa forte densité massique d'énergie. En effet, cette dernière est bien supérieure aux autres combustibles fréquemment utilisés (cf. Graphique 1).

Malheureusement, sa légèreté et sa faible densité (0.0899 par rapport à l'air) représentent un inconvénient majeur notamment pour le stockage. En effet, un plus gros volume sera nécessaire pour stocker un kilogramme.

Malgré tout, l'hydrogène représente un vecteur d'énergie important pour le futur grâce à sa capacité de stockage. De plus, s'il est produit à partir de courant vert, son empreinte carbone est quasiment nulle.

3.3 Production d'hydrogène

Comme dit précédemment, l'hydrogène est obtenu grâce au processus d'électrolyse. Ce dernier permet de séparer l'oxygène et l'hydrogène de l'eau grâce à la réaction d'oxydoréduction suivante :



L'énergie à fournir est composée de 237.2 kJ/mol d'électricité + 48.6 kJ/mol de chaleur [5]. Un électrolyseur se compose d'un électrolyte qui permet le transfert d'ions, de deux électrodes (anode et cathode) et d'une membrane (ou diaphragme).

Il faut atteindre une tension minimale de 1.227 V dans des conditions standards de température et de pression pour activer la décomposition de l'eau [5].

Plusieurs paramètres tels que la température, la pression ou les différents matériaux utilisés influencent le rendement de l'électrolyse. Deux technologies d'électrolyseurs sont actuellement assez avancées pour des applications industrielles (alcalin et PEM).

Si l'électrolyseur alcalin est composé d'une membrane permettant le passage des ions OH^- , la membrane de l'électrolyseur PEM laisse circuler les ions H^+ . Les récents projets power-to-gas s'orientent le plus souvent vers les électrolyseurs PEM qui, malgré leur retard de développement, présentent l'avantage d'avoir une grande plage de fonctionnement et un temps de réponse court.

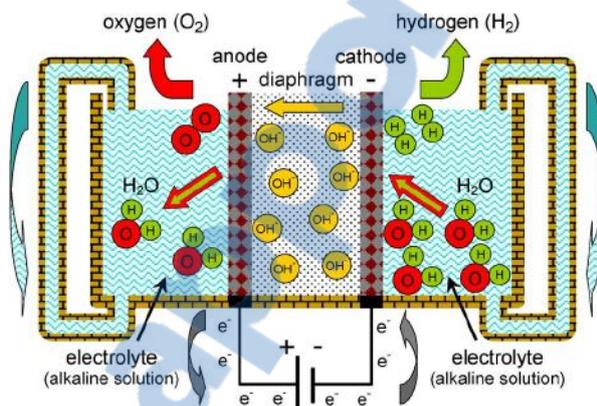


Figure 4 : principe de fonctionnement d'un électrolyseur alcalin [6]

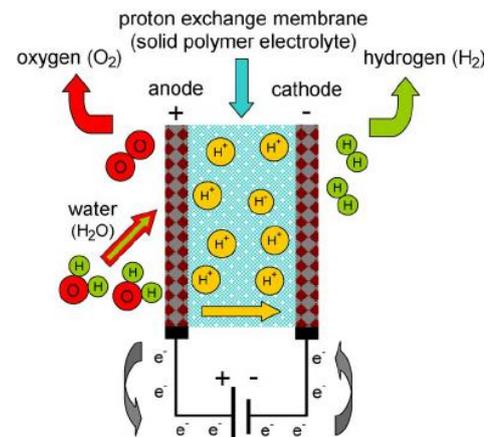


Figure 5 : principe de fonctionnement d'un électrolyseur PEM [6]

Grâce à l'électrolyseur PEM présent à la HES-SO, il est possible de déterminer l'influence de divers paramètres sur le rendement.

3.3.1 Mesures en laboratoire

L'expérience power-to-gas de la HES-SO permet de tester le fonctionnement d'un électrolyseur PEM G5-1800 (datasheet en annexe 1). Il est possible de modifier certains paramètres tels que la température et le débit d'entrée de l'eau ou encore la pression de l'hydrogène et l'oxygène produit.

Le but de l'expérience est de déterminer les influences de ces paramètres sur le rendement de l'électrolyseur.

Description du système utilisé

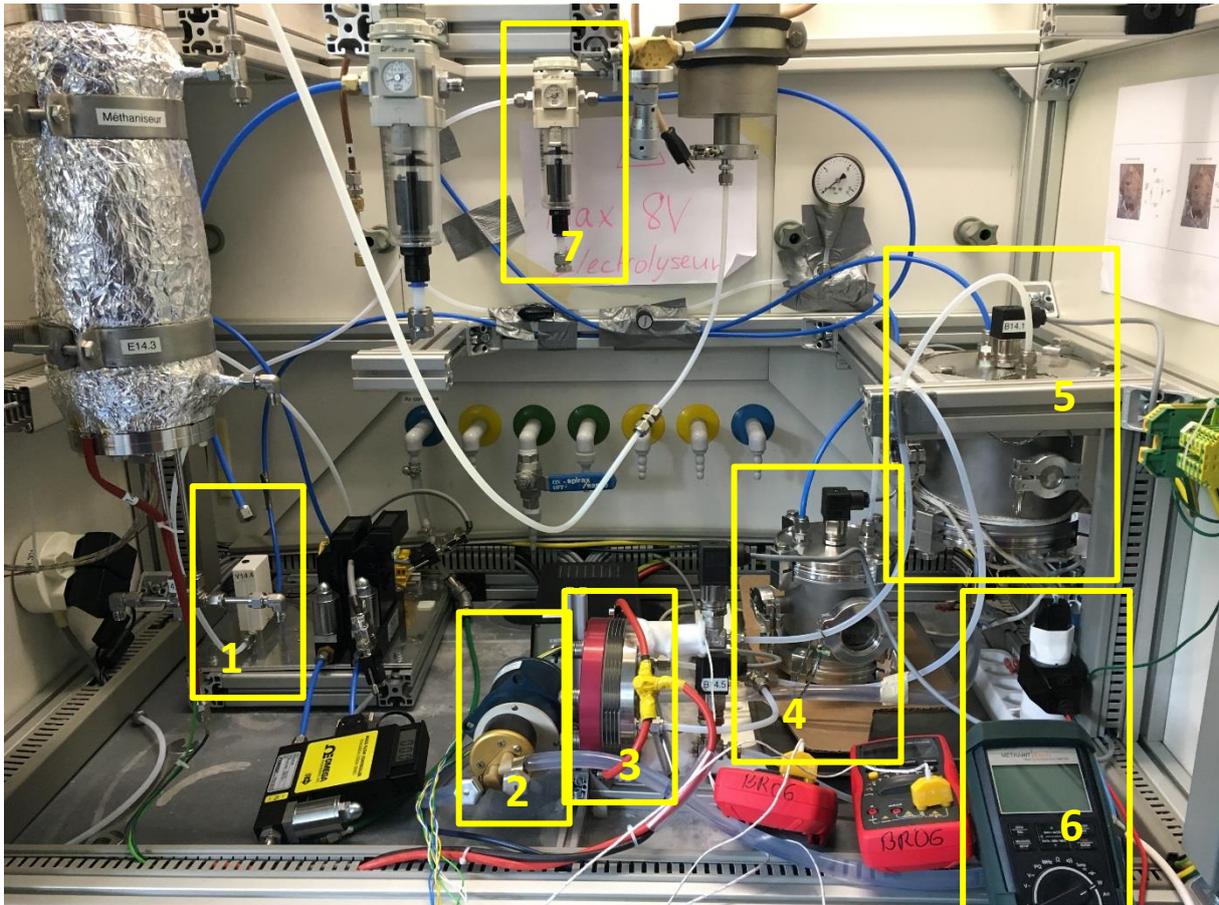


Figure 6 : système power-to-gas de la HES-SO utilisé pour l'expérience

Le système utilisé est le suivant :

1. Débitmètre H₂
2. Pompe de circulation
3. Électrolyseur PEM
4. Dégazeur H₂O/H₂
5. Réservoir d'eau déminéralisée et dégazeur H₂O/O₂
6. Wattmètre
7. Filtre H₂O/H₂

À l'heure où les mesures ci-dessous ont été réalisées, le système était en cours d'installation. Bien que l'équipement était fonctionnel, certaines pièces manquaient encore pour une utilisation optimale. En effet, le filtre H₂O/H₂ (7) n'était pas installé. Le schéma de principe ci-dessous montre l'état final que devrait prendre l'installation.

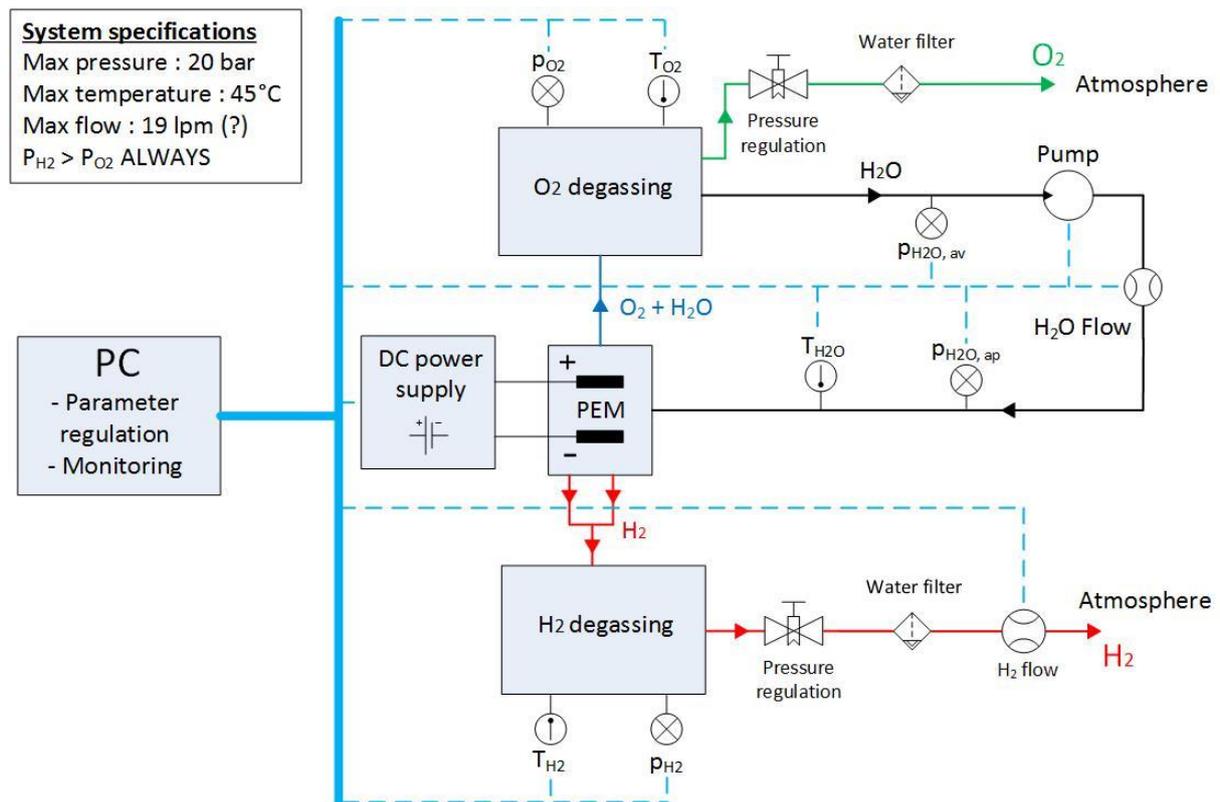


Figure 7 : schéma de principe du montage de l'installation d'électrolyseur (situation finale espérée) [7]

Sur les datasheets de l'électrolyseur, un déioniseur est aussi mentionné et devra être ajouté au système afin de garantir une qualité d'eau acceptable.

Mesures de conductivité

La première mesure à effectuer doit permettre de contrôler que l'on respecte les conditions de bases fixées par le constructeur. Selon les datasheets, la résistivité de l'eau doit être supérieure à 10 M Ω -cm. Pour commencer, un conductivimètre ORION Model 120 est utilisé pour déterminer la conductivité de l'eau déminéralisée la plus pure produite à la HES-SO. La valeur obtenue est de 0.37 μ S/cm = 2.7 M Ω -cm après avoir laissé couler l'eau durant une heure.

Le système ayant déjà été utilisé quelques heures pour d'autres mesures, l'eau déminéralisée du jerricane duquel provenait l'eau, ainsi que l'eau du réservoir (5) ont aussi été analysées. Pour cela, l'eau est transférée dans un récipient préalablement rincé avec l'eau déminéralisée de 2.7 M Ω -cm, puis mesurée à l'aide du conductivimètre. Le tableau suivant montre les différentes mesures effectuées ainsi que les valeurs demandées par le constructeur :

Tableau 1 : valeurs de la pureté de l'eau mesurées et données par le constructeur

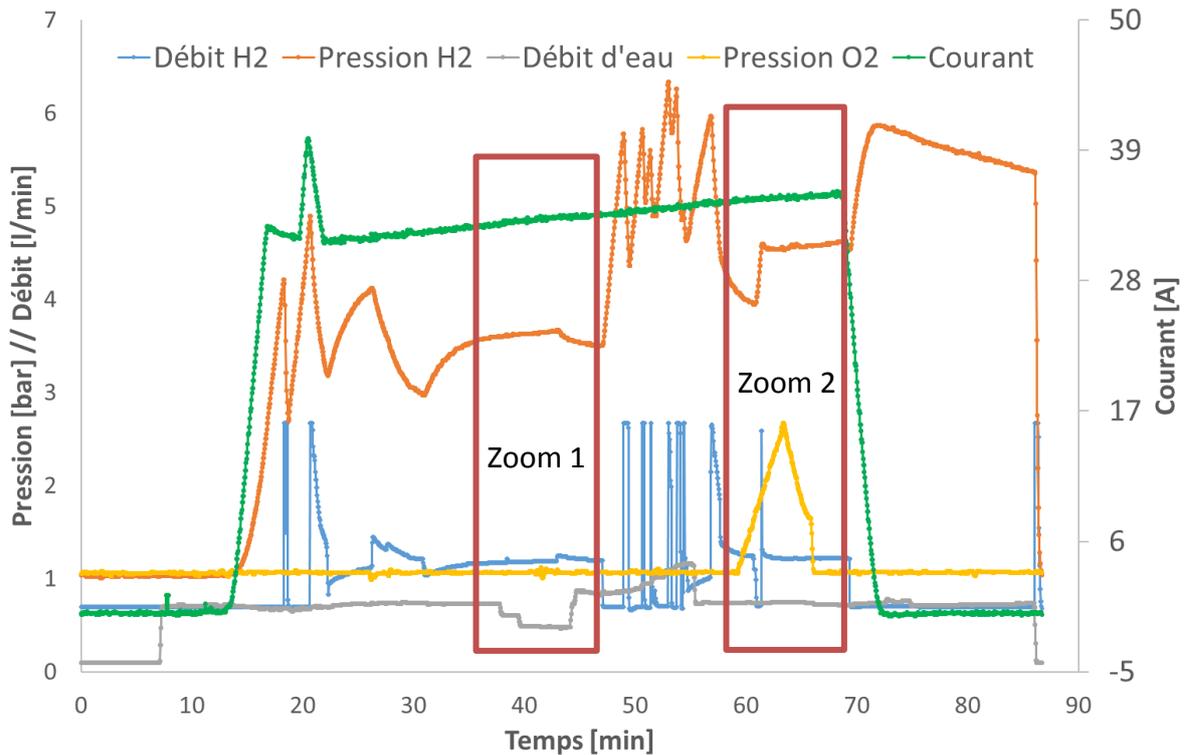
-	Conductivité [μ S/cm]	Résistivité [M Ω -cm]	Condition
Valeur constructeur	< 0.1	> 10	Données requise selon GINER
Eau avant fonctionnement	1.4	0.71	Eau stockée dans le bidon du laboratoire
Eau après fonctionnement	34.8	0.03	Après environ 3h de fonctionnement
Eau pure HES	0.37	2.70	Eau la plus pure atteignable à la HES

L'eau utilisée ne respecte clairement pas les valeurs du constructeur. Néanmoins, vu que le système a fonctionné sans défauts durant plusieurs heures et avec une eau moins propre que celle obtenue finalement, l'équipe de laboratoire a décidé de poursuivre les mesures.

Premières mesures

Avant la mise en route, la conductivité de l'eau du jerricane est à nouveau mesurée. La valeur relevée est de $1 \mu\text{S}/\text{cm}$. En laissant le bouchon du jerricane ouvert durant 30 minutes, la conductivité est remesurée à $1.16 \mu\text{S}/\text{cm}$. Cette valeur augmente donc rapidement avec le temps (ces mesures ont été réalisées le lendemain de celles du tableau 1) et avec le contact de l'air.

L'installation est mise en route une première fois pour observer son fonctionnement général. Après 1 h 30 d'opération, les résultats suivants sont obtenus :



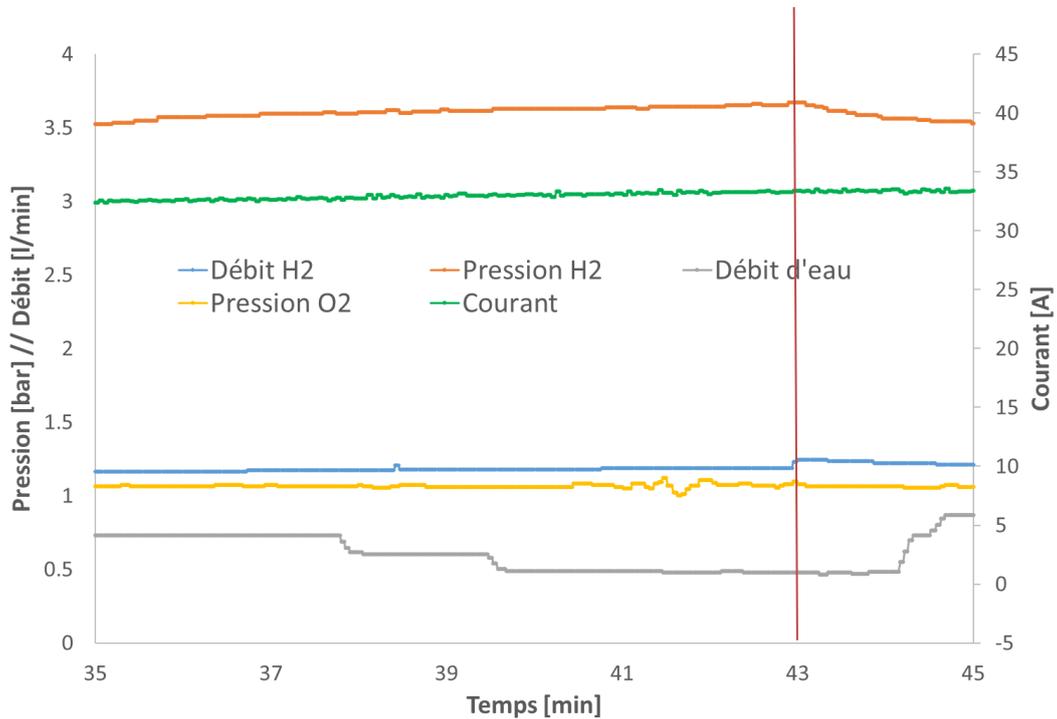
Graphique 2 : résultats des test de fonctionnement de l'électrolyseur PEM du laboratoire de la HES-SO (données brutes)

En parallèle, les valeurs de consommations de l'alimentation de la pompe sont relevées manuellement (6) pour deux points de fonctionnement :

- Débit d'eau : $0.74 \text{ l}/\text{min}$ → Consommation : 23.0 W
- Débit d'eau : $0.48 \text{ l}/\text{min}$ → Consommation : 15.4 W

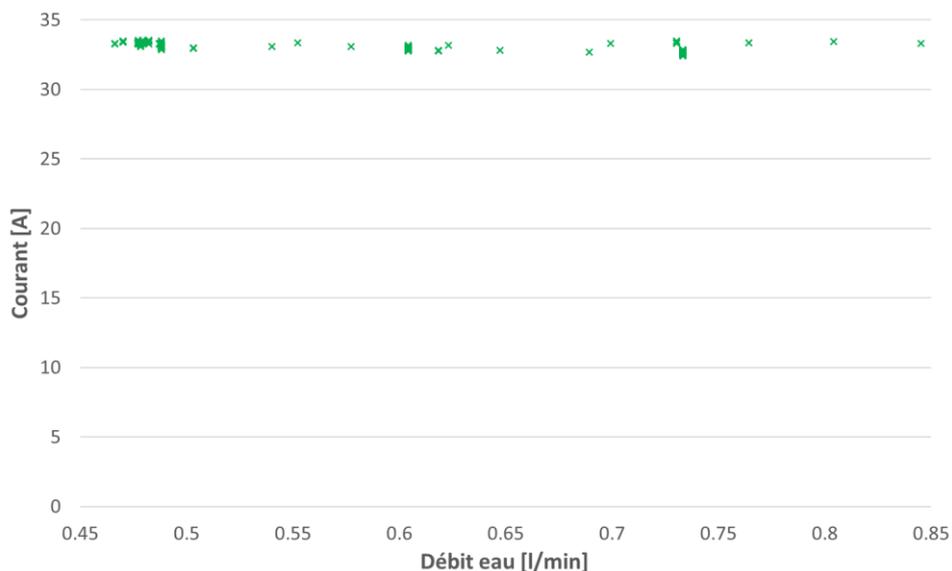
Grâce à la figure 5, on comprend que plus il y a d'électrons qui entrent dans l'électrolyseur, plus de H^+ traverse la membrane et donc plus d'hydrogène est créé. Le débit d'hydrogène produit est donc directement proportionnel au courant. Cette relation ne peut malheureusement pas être prouvée ici vu que la pression d' H_2 varie presque constamment, ce qui influe le débit d' H_2 mesuré.

Les graphiques suivants représentent les zooms des deux zones indiquées sur le graphique 2. Ces deux plages sont choisies car la pression d'H₂ est stable et il est possible de tirer des conclusions.



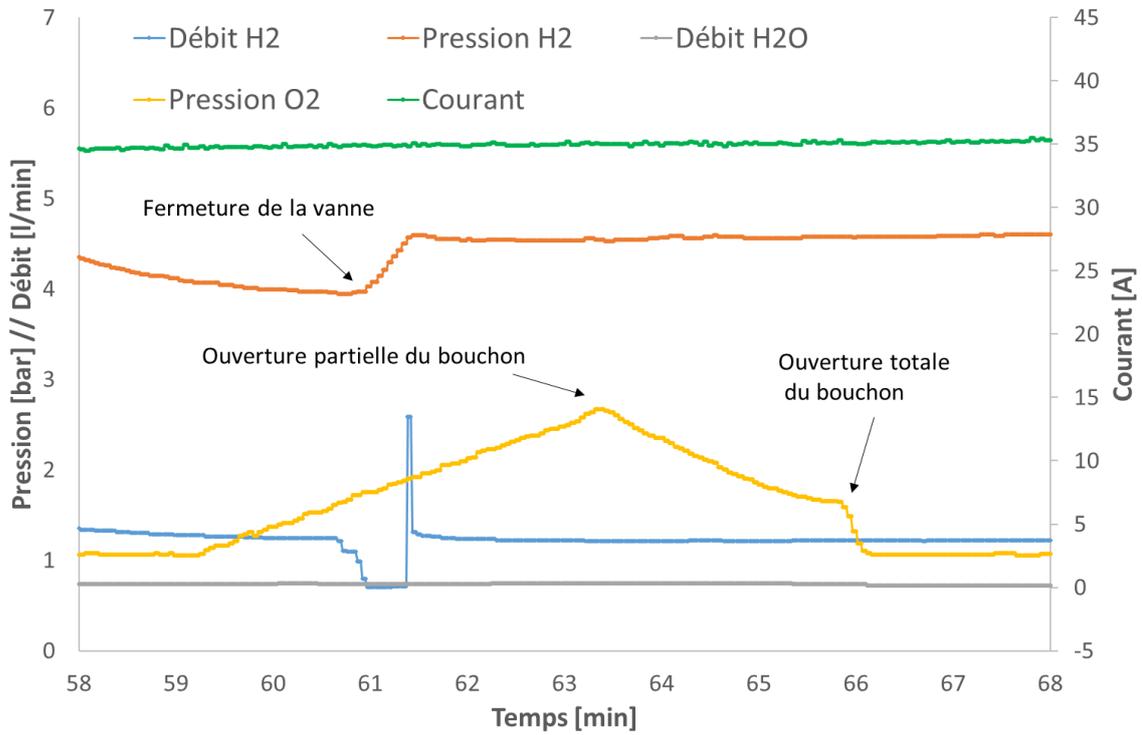
Graphique 3 : premier zoom du graphique 2 montrant l'influence du débit d'eau sur le débit d'hydrogène

Sur le graphique 3, on observe que les deux chutes de débit d'eau à 38 et 39.5 minutes n'ont aucune influence sur le débit d'hydrogène. De même, l'augmentation du débit d'eau à la 44^e minute ne change pas le fonctionnement de l'électrolyseur. La légère augmentation du débit à la 43^e minute est liée à l'ouverture de la vanne de réglage de la pression H₂. Le graphique 4 confirme l'observation : le débit d'eau n'a pas d'influence sur le courant et donc sur le débit d'hydrogène.



Graphique 4 : influence du débit d'eau sur le courant (données du premier zoom du graphique 2)

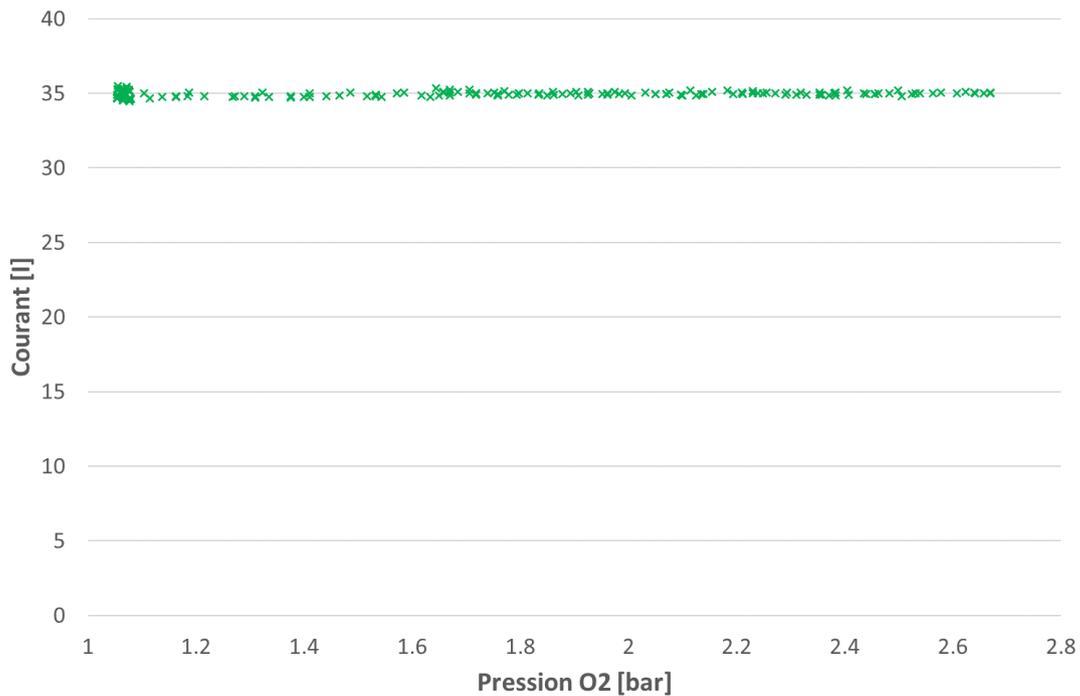
Après une heure de fonctionnement, la sortie d'O₂ sur l'extérieur a été bouchée afin d'augmenter la pression. Le deuxième zoom porte sur ce moment et montre que la pression O₂ n'a pas d'influence sur le débit.



Graphique 5 : deuxième zoom du graphique 2 montrant l'influence de la pression O₂ sur le débit d'hydrogène

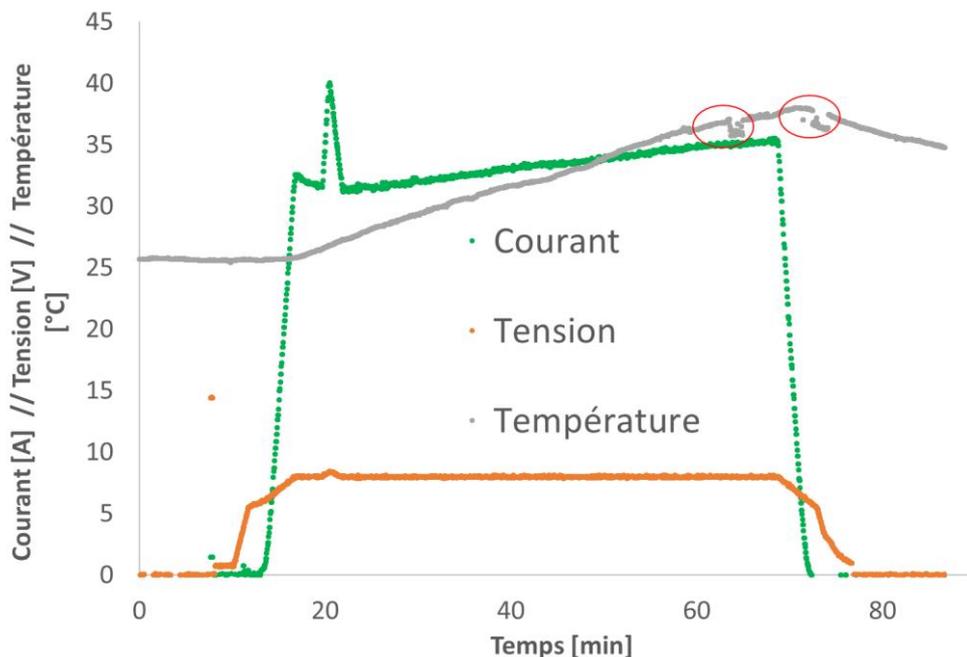
On remarque à nouveau que les changements de débit H₂ sont liés à la fermeture des vannes de régulation de la pression H₂.

Le graphique 6 confirme que le courant et donc le débit d'H₂ ne varie pas avec la pression d'oxygène.



Graphique 6 : influence de la pression d'oxygène sur le courant de l'électrolyseur

Il est aussi intéressant d'analyser la tension et le courant de l'électrolyseur. En traçant sur le même graphe la température de l'eau à la sortie du réservoir, les éléments suivants peuvent être observés :

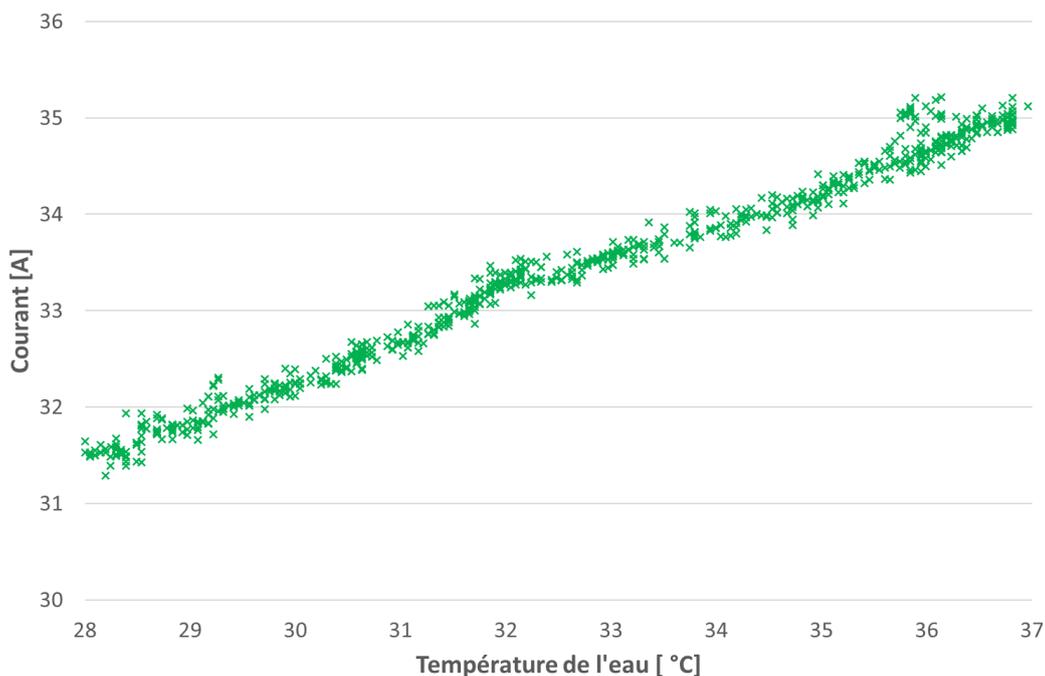


Graphique 7 : influence de la température sur la tension de fonctionnement de l'électrolyseur

On constate tout d'abord que le courant n'apparaît pas immédiatement. Il faut en effet monter à 6 V pour qu'un courant se forme. À partir de 6.5 V, il augmente fortement jusqu'à atteindre les 32 A à 8V.

Le pic de courant mesuré est lié à l'augmentation de la consigne de tension à 8.4 V. Celle-ci est ensuite redescendue à 8 V, comme indiqué sur les datasheets.

De plus, on remarque que le courant de fonctionnement varie avec l'augmentation de température de l'eau (cf. graphique 8). Avec une différence de température de 11 °C, le courant augmente de 3 A.



Graphique 8 : influence de la température de l'eau sur le courant de l'électrolyseur

Les deux variations de température entourées en rouge sur le graphique 7 sont des perturbations inexpliquées, peut-être dues à un léger mouvement du thermocouple.

Avec ces données, il est aussi possible de calculer le rendement du système à deux points de fonctionnement, c'est-à-dire avec deux débits d'eau différents. Il faut pour cela que le débit d'hydrogène soit stable durant plusieurs minutes, ce qui est le cas dans les deux zooms.

Le premier point de fonctionnement se trouve entre les minutes 39 et 44. Le deuxième entre 62 et 66. Le tableau suivant indique les valeurs moyennes obtenues durant ces deux périodes :

Tableau 2 : mesures avec deux débits d'eau différent pour le calcul du rendement

-	Débit H2O [l/min]	Puissance pompe [W]	Temps [min]	Courant [I]	Tension [V]	Débit H2 [l/min]
Zoom 1	0.48	15.4	4.5	33.2	8.0	1.2
Zoom 2	0.75	23	3.1	35.0	8.0	1.2

À partir de ces mesures, le rendement est calculé de la manière suivante :

$$\eta [\%] = \frac{E_{produite}}{E_{consommee}} \left[\frac{Wh}{Wh} \right]$$

Avec :

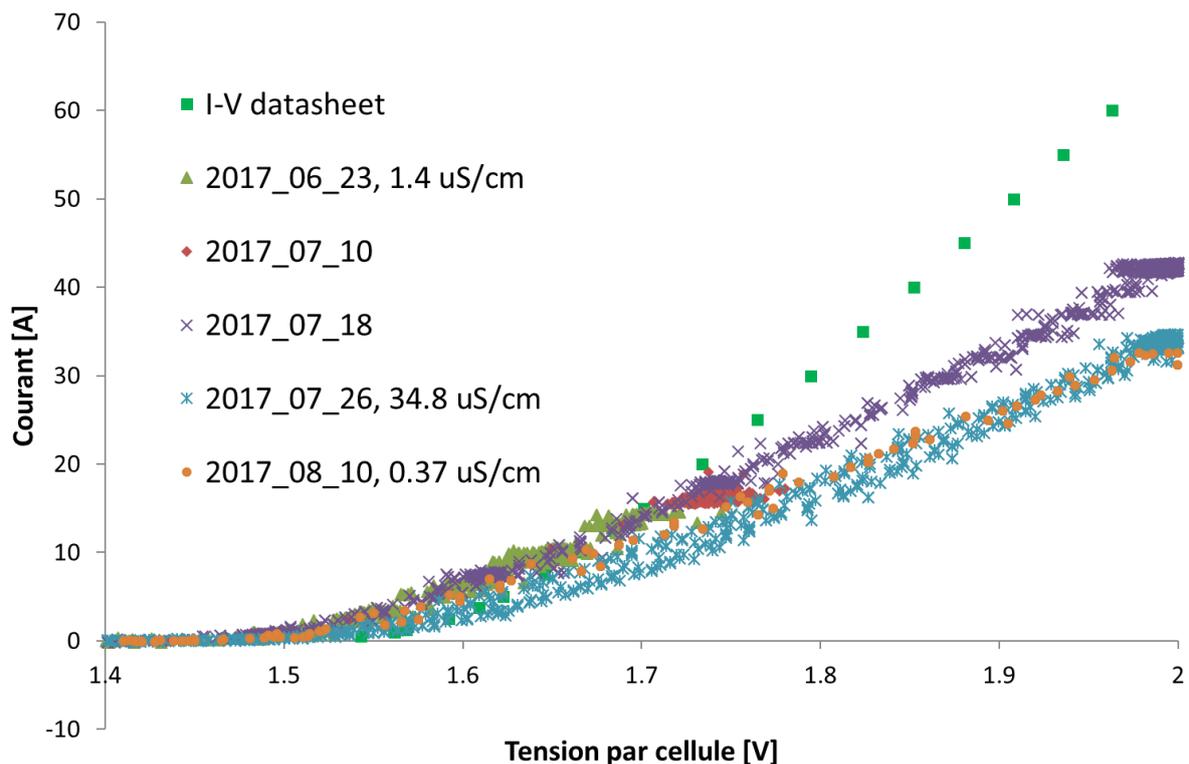
$$E_{produite} [Wh] = \text{Energie contenue dans l'hydrogène produit} = Q_{H_2} \left[\frac{m^3}{h} \right] * \Delta t [h]$$

$$E_{consommee} [Wh] = E_{pompe} [Wh] + E_{\text{électrolyseur}} [Wh] = P_{pompe} [W] * \Delta t [h] + U [V] * I [A] * \Delta t [h]$$

Les rendements obtenus sont de **77 %** pour le zoom 1 et **72 %** pour le zoom 2. On remarque donc que le débit de l'eau influence le rendement du système. En effet, en faisant circuler l'eau plus rapidement, la pompe consomme plus d'énergie pour le même débit d'hydrogène produit. Ces rendements sont légèrement surévalués car l'hydrogène mesuré contient encore quelques molécules d'eau. Pour obtenir le rendement réel, il faudrait ajouter une étape de séchage du gaz (le filtre ajouté par la suite (7) devrait déjà permettre d'être plus précis).

Nous le verrons ci-dessous, le rendement des électrolyseurs industriels tournent autour de 64%. L'électrolyseur de laboratoire permet donc un meilleur rendement qui peut être expliqué par la minimisation des pertes totales du système (pas de compresseur, déshumidificateur, etc.).

Il est aussi intéressant de se pencher sur la courbe I-V obtenue lors de l'enclenchement du système. Cette courbe peut être comparées aux mesures effectuées auparavant par l'équipe de laboratoire, ainsi qu'à la courbe donnée par le fabricant (graphique 9)



Graphique 9 : comparaison des courbes IV de différentes séries de mesures et des données constructeur

On remarque que la première mesure effectuée semble correspondre aux données du fabricant. Lors des deux mesures suivantes, un aplatissement de la courbe est constaté. Enfin, la dernière courbe semble remonter quelque peu.

Ces résultats semblent montrer que la conductivité de l'eau utilisée dans l'installation a une influence sur la courbe I-V. Une conductivité plus faible empêche le décalage des valeurs par rapport aux données constructeurs

3.4 Avantages et inconvénients du power-to-gas

Les avantages du power-to-gas sont nombreux. Comme vu précédemment, l'hydrogène permet un stockage saisonnier quasiment impossible avec les batteries. De plus, avec les nombreuses utilisations envisageables de l'hydrogène, il est à la fois possible de valoriser l'excédent de production électrique en produisant cet hydrogène, d'équilibrer les réseaux électriques en lissant les pics de productions, de décarboner le réseau de gaz en utilisant moins de gaz naturel et donc en rejetant moins de CO₂, ainsi que de diminuer la dépendance énergétique à l'étranger.

Malgré tout, le power-to-gas comporte aussi quelques inconvénients non négligeables. Nous le verrons dans ce rapport, son coût reste encore important et la rentabilité des projets n'est pas atteinte dans un temps raisonnable. De plus, la faible densité de l'hydrogène entraîne des volumes de stockage considérable, toute la logistique en est complexifiée. Pour finir, l'hydrogène souffre encore d'une mauvaise image de sécurité et peu de personnes ont une réelle connaissance des technologies y relatives.

4. Définition de la zone d'étude

Au début de ce projet, la zone définie était clairement le territoire de la commune de Brig-Glis. Néanmoins, le réseau électrique 16 kV présent sur la commune de Brig-Glis se prolonge dans la commune voisine de Ried-Brig. Les deux options sont donc analysées brièvement pour définir la solution la plus intelligente.

4.1 Commune de Brig-Glis

On décompte 59 installations photovoltaïques sur la commune pour une puissance totale de 3.4 MW [8]. Afin de déterminer la production annuelle correspondante, les installations de référence de l'entreprise Winsun [9] ont été analysées. En effet, ces dernières disposent d'un monitoring accessible publiquement sur leur site internet sur lequel les données de productions solaires ainsi que de consommations sont disponibles.

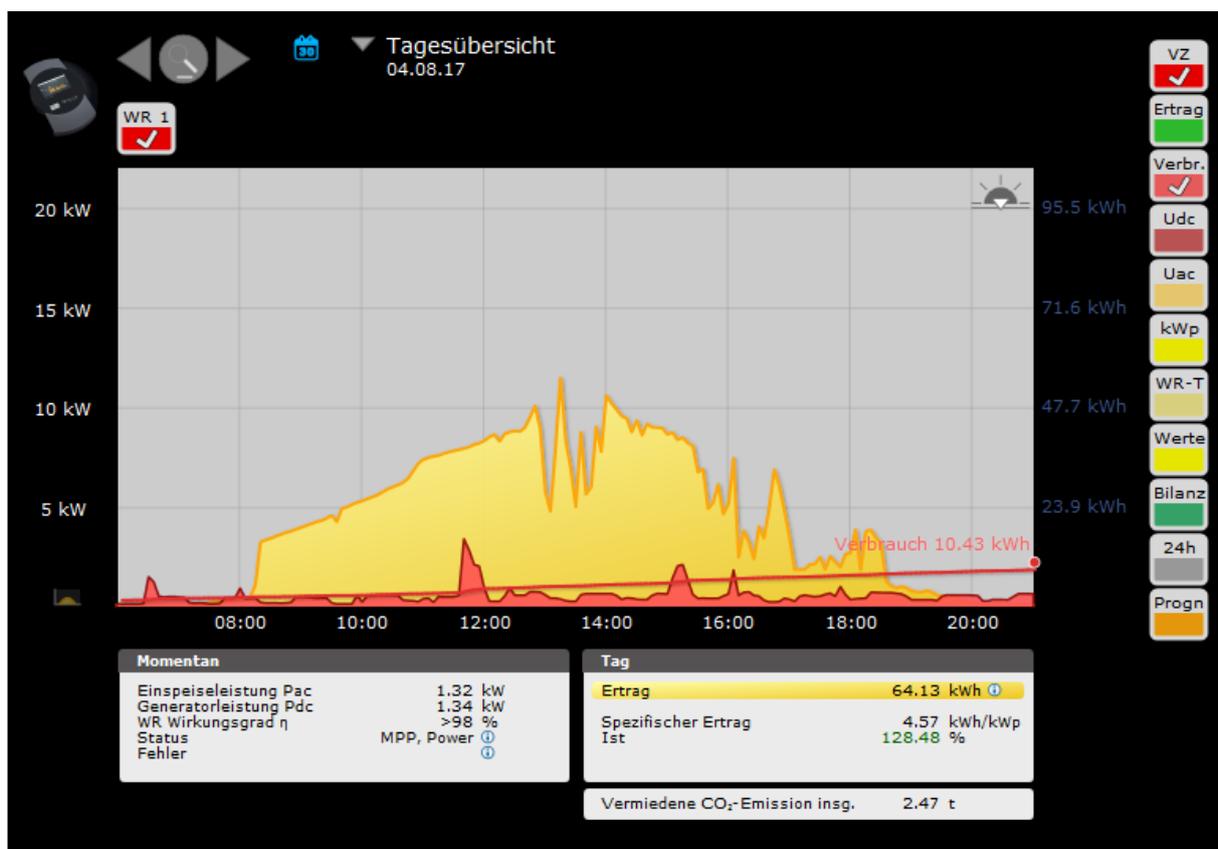


Figure 8 : exemple du monitoring de Winsun avec l'affichage de la puissance photovoltaïque, la puissance et l'énergie consommée

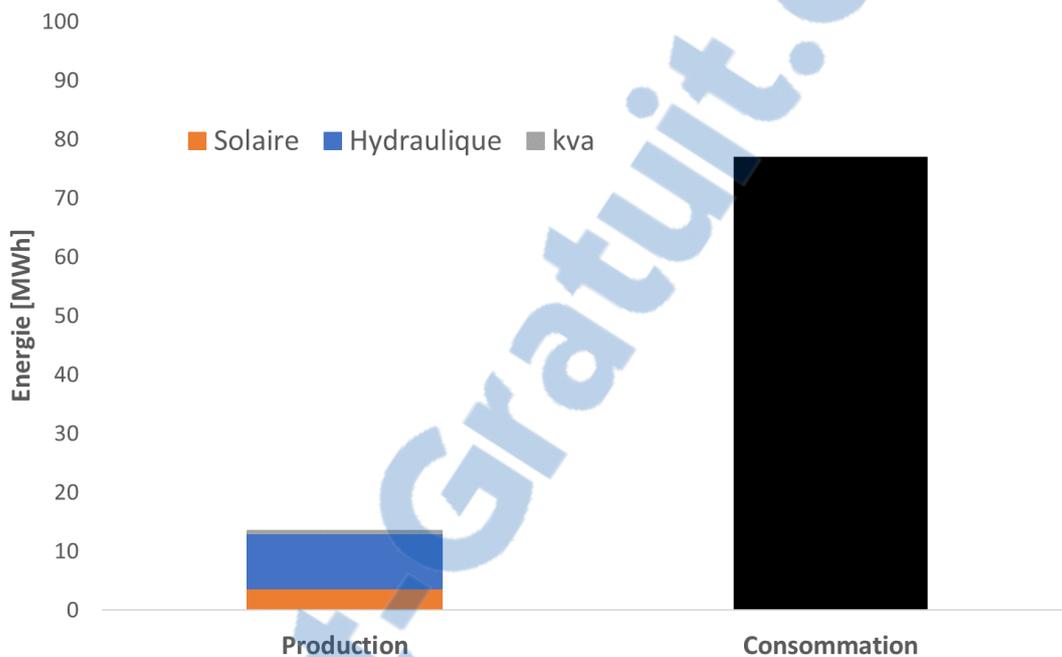
En recensant toutes les installations de la commune avec la production monitorée, on obtient une puissance installée de 986 kW pour une production annuelle de 1'056 MWh soit un équivalent temps à puissance nominale de 1'070 heures.

Par extrapolation, la production annuelle photovoltaïque sur la commune peut donc être calculée et s'élève à

$$3'400 \text{ kWh} * 1'070 \text{ h} = 3'638 \text{ MWh} = \mathbf{3.6 \text{ GWh}}$$

Du côté de la production hydroélectrique, cinq installations se trouvent sur la commune pour une puissance totale de 1.8 MW et une production annuelle de **9.4 GWh**. L'usine d'incinération de déchets de Gamsen (KVA) dispose d'une puissance de **5'440 kVA** et injecte annuellement sur le réseau **426 MWh**. [8]

Du côté de la consommation, aucune valeur réelle n'a été obtenue. La valeur extrapolée se trouvant dans le Masterplan réalisé par Lauber Iwisa [10] est considérée, soit une consommation de **77 GWh**.



Graphique 10 : bilan de production et de consommation annuel pour la commune de Brig-Glis

Sur un bilan annuel, les installations de la commune produisent donc 14 GWh contre 77 GWh consommés. À ce niveau d'analyse temporelle, il n'y a pas de surproduction et vu la différence entre la production et la consommation, il est peu probable que les potentielles surproductions journalières soient intéressantes

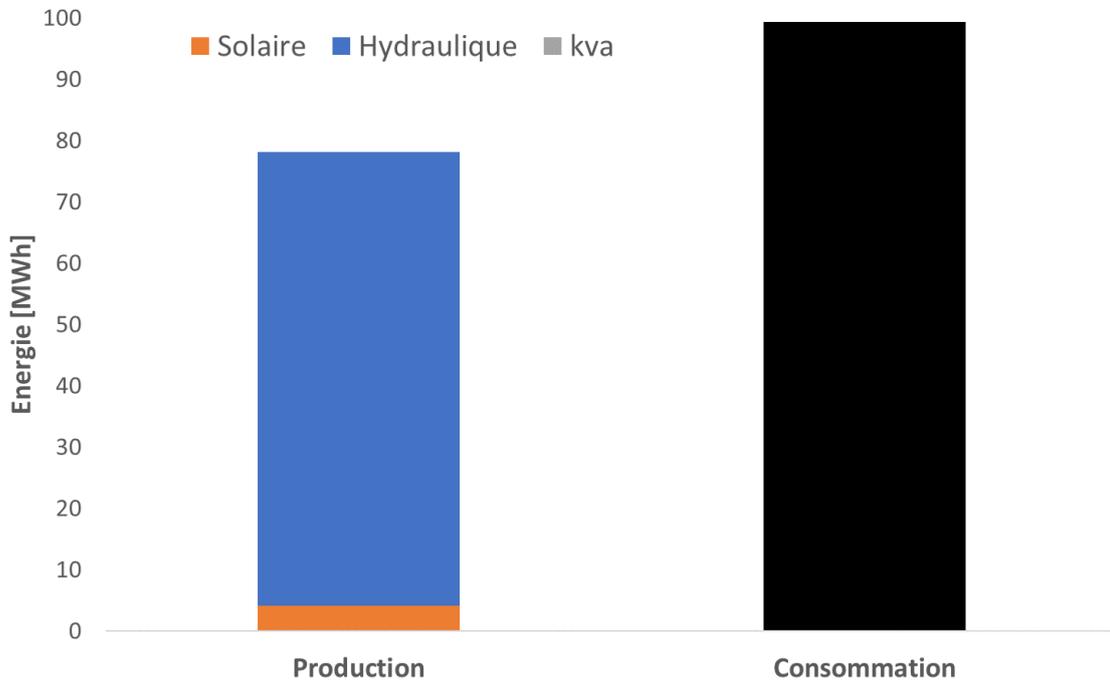
4.2 Réseau Brig-Glis/Ried-Brig

La commune de Ried-Brig comporte beaucoup moins d'installations photovoltaïques installées et moins de grands toits sont à disposition. La puissance installée sur la commune est de 0.4 MW [8] ce qui porte la puissance photovoltaïque du réseau à 3.4 MW + 0.4 MW = **3.8 MW**. Pour estimer la production annuelle totale, l'équivalent puissance nominale 1'070 heures a été choisie (voir chapitre 4.1), Winsun ne disposant pas de références à Ried-Brig. La production annuelle est donc de

$$3'800 [kW] * 1'070 [h] = 4.1 \text{ GWh}$$

Au niveau de la production hydroélectrique, l'agrandissement de la zone augmente grandement l'énergie à disposition. En effet, 15 MW sont installés sur la commune de Ried-Brig pour une production de 64.8 GWh, ce qui porte la production hydroélectrique du réseau à **74 GWh** [8].

Grâce aux données du transformateur 16 kV/64 kV obtenues auprès du distributeur d'électricité local (EnBAG) (importation/exportation du réseau) et aux données de production renouvelable, la consommation globale du réseau a pu être déterminée et se monte à **99.4 GWh** [8].



Graphique 11 : bilan de production et de consommation annuel pour le réseau Brig-Glis/Ried-Brig

4.3 Choix du réseau global

On remarque que la meilleure zone d'étude est celle du réseau Brig-Glis/Ried-Brig. En effet, la commune de Brig-Glis considérée seule ne possède pas assez de production pour envisager l'installation d'un système power-to-gas.

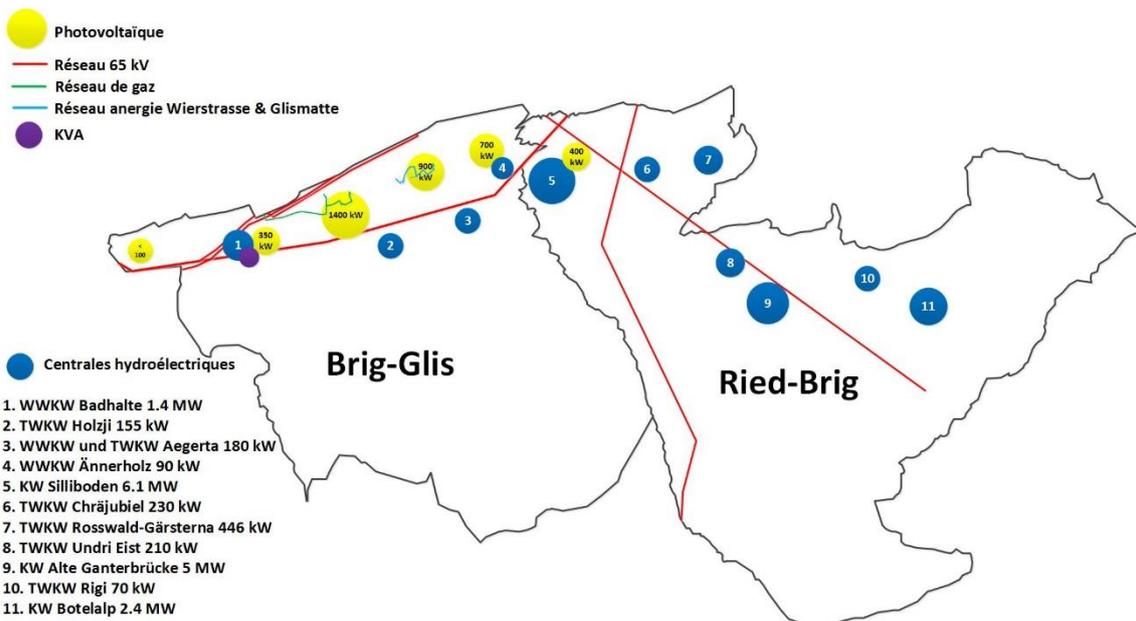


Figure 9 : schéma du territoire considéré avec les différents lieux et puissance de production hydroélectrique, photovoltaïque et de la centrale KVA

À l'inverse, sur le réseau complet, il existe une production annuelle importante. Il est donc intéressant de faire une analyse détaillée pour déterminer les potentielles périodes de surproduction.

5. Analyse de la situation actuelle

5.1 Production renouvelable

Comme vu au chapitre 4, la production d'électricité renouvelable est issue de panneaux photovoltaïques, d'usines hydroélectriques et de l'usine de traitement des déchets (KVA). Grâce aux données d'EnBAG, il a été possible de déterminer la production renouvelable pour chacun de ces secteurs. Pour établir le potentiel power-to-gas, il est important de faire une analyse « dynamique » et pas seulement un bilan annuel. Dans certains cas (hydraulique et KVA), les données obtenues étaient au quart d'heure. Pour le photovoltaïque, une variation temporelle a dû être déterminée.

5.1.1 Production solaire

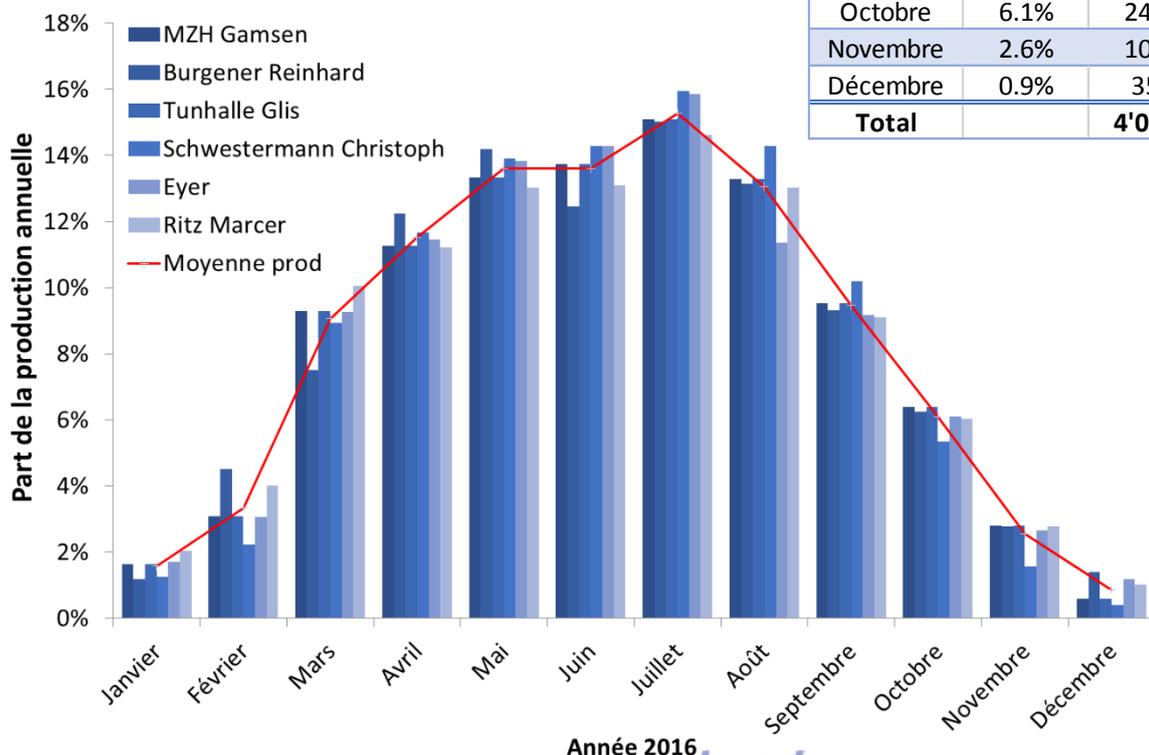
Comme vu précédemment, la production photovoltaïque annuelle sur le réseau est de **4.1 GWh**. Pour déterminer la variation temporelle de cette production, c'est à nouveau les installations de référence monitorées de Winsun [9] qui ont été utilisées.

Répartition annuelle

La première analyse à faire est la répartition annuelle. En considérant les productions mensuelles de six installations présentes à Brig-Glis, il est possible de trouver une distribution de production annuelle (cf. Graphique 12).

Tableau 3 : Valeurs mensuelles de production photovoltaïque pour l'année

Mois	%	MWh
Janvier	1.6%	64
Février	3.3%	136
Mars	9.1%	370
Avril	11.5%	470
Mai	13.6%	556
Juin	13.6%	556
Juillet	15.3%	624
Août	13.1%	534
Septembre	9.5%	387
Octobre	6.1%	249
Novembre	2.6%	105
Décembre	0.9%	35
Total		4'085



Graphique 12: détermination de la répartition annuelle de la production photovoltaïque à partir de 6 installations monitorées par Winsun



À l'aide des pourcentages trouvés pour chaque mois, et avec la production totale annuelle calculée, on obtient une production photovoltaïque pour chaque mois (cf. Tableau 3)

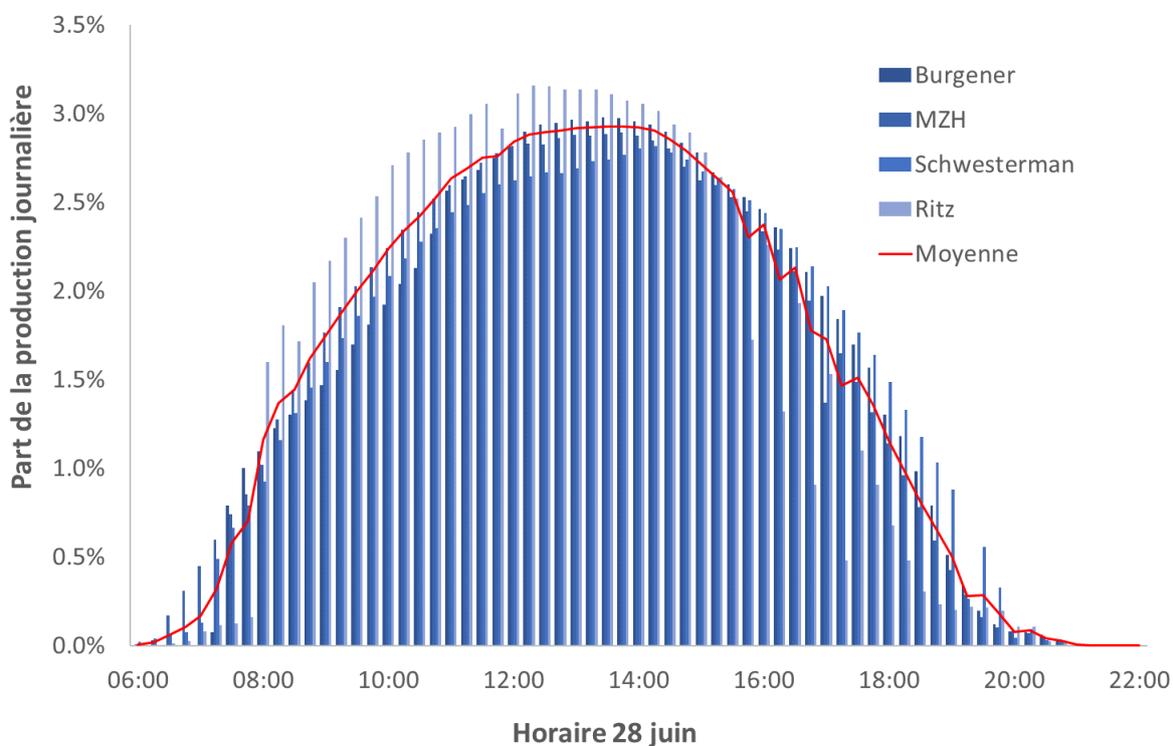
Répartition journalière

Pour pouvoir comparer la production photovoltaïque avec les productions hydrauliques et de KVA, il est nécessaire d'obtenir une distribution journalière au quart d'heure. Afin de simplifier l'analyse, l'année a été découpée en deux parties. Une première de mars à octobre et l'autre de novembre à avril.

Mars à octobre

La période de mars à octobre se base sur la répartition d'un jour type, spécifiquement du 28 juin 2016. Cette journée a été choisie, car c'était un jour de beau temps.

La première étape consiste à définir une évolution horaire avec la même granularité que celle reçue pour l'hydraulique et le KVA soit le quart d'heure. Toujours à l'aide de Winsun [9], les résultats suivants sont obtenus :



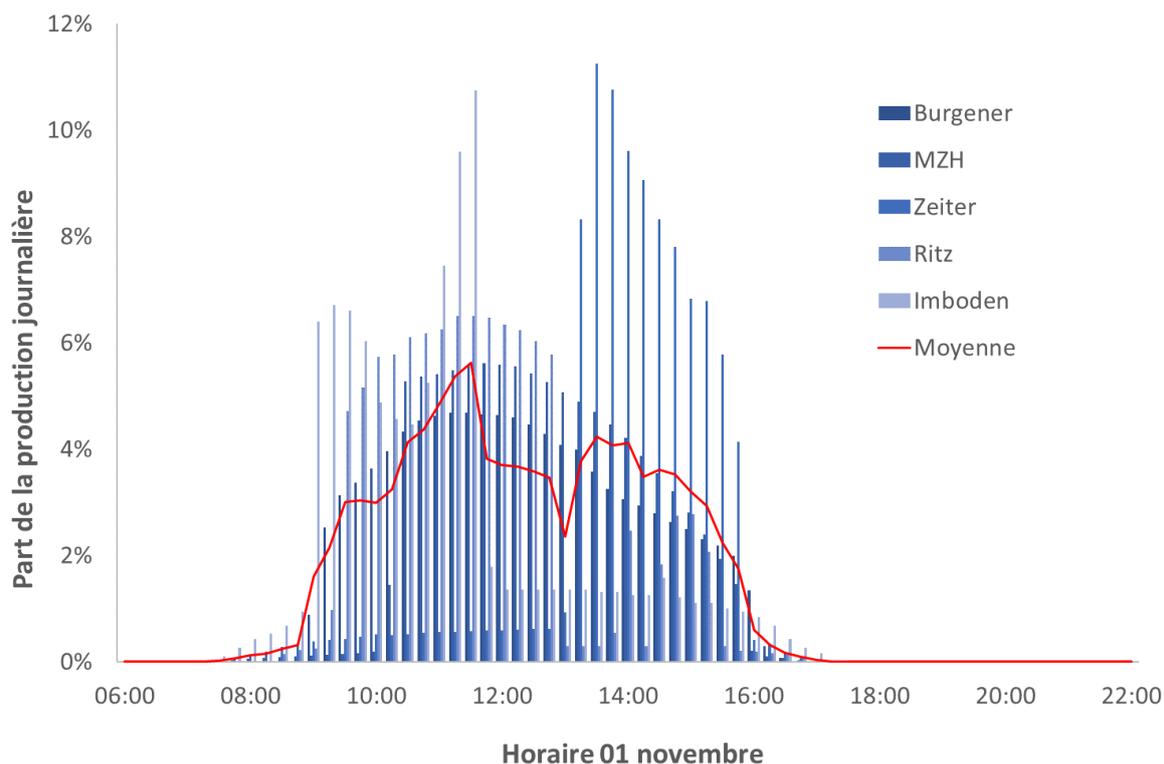
Graphique 13 : répartition horaire de la production photovoltaïque du 28 juin 2016 basée sur 4 installations monitorées par Winsun.

On remarque qu'il n'y a que peu de disparité en fonction des installations. La moyenne trouvée peut donc être déterminée comme fiable. À l'aide de ces résultats, et en faisant l'hypothèse que tous les jours du mois ont la même répartition et la même production, la production par quart d'heure pour le mois de juin peut être déterminée à partir de la production mensuelle. On utilise cette répartition pour tous les jours des mois de mars à octobre. Cette hypothèse permet de simplifier le modèle et de raccourcir le temps de récolte de données, mais diminue la précision du résultat.

Novembre à février

La même méthode est utilisée pour la deuxième période. Le jour de référence choisi est le 1er novembre 2016 qui était aussi un jour ensoleillé.

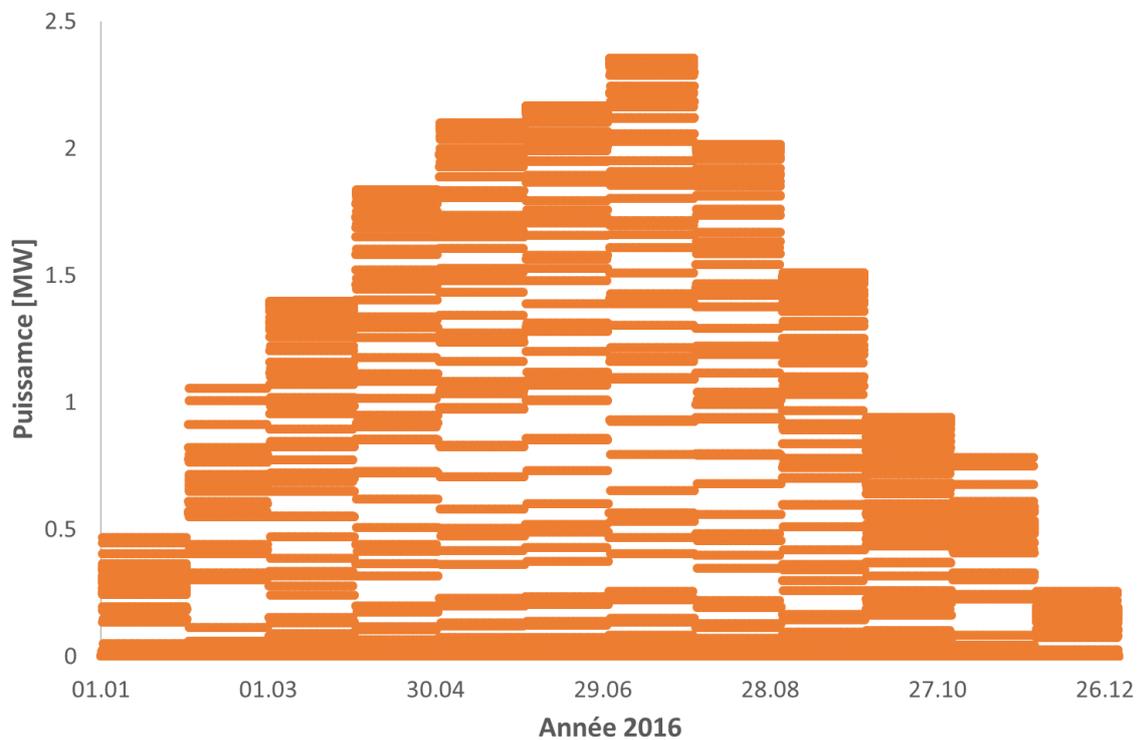
On remarque que le relief joue un rôle important sur la production photovoltaïque en hiver et que la production photovoltaïque en pâtit. De plus, les disparités sont beaucoup plus fortes que pour les mois d'été. Le résultat obtenu est certainement moins précis et moins fiable. Néanmoins, au vu de la faible importance du photovoltaïque sur la production renouvelable totale, ces résultats suffiront pour une première estimation.



Graphique 14 : répartition horaire de la production photovoltaïque du 01 novembre 2016 basée sur 5 installations monitorées par Winsun.

Résultats

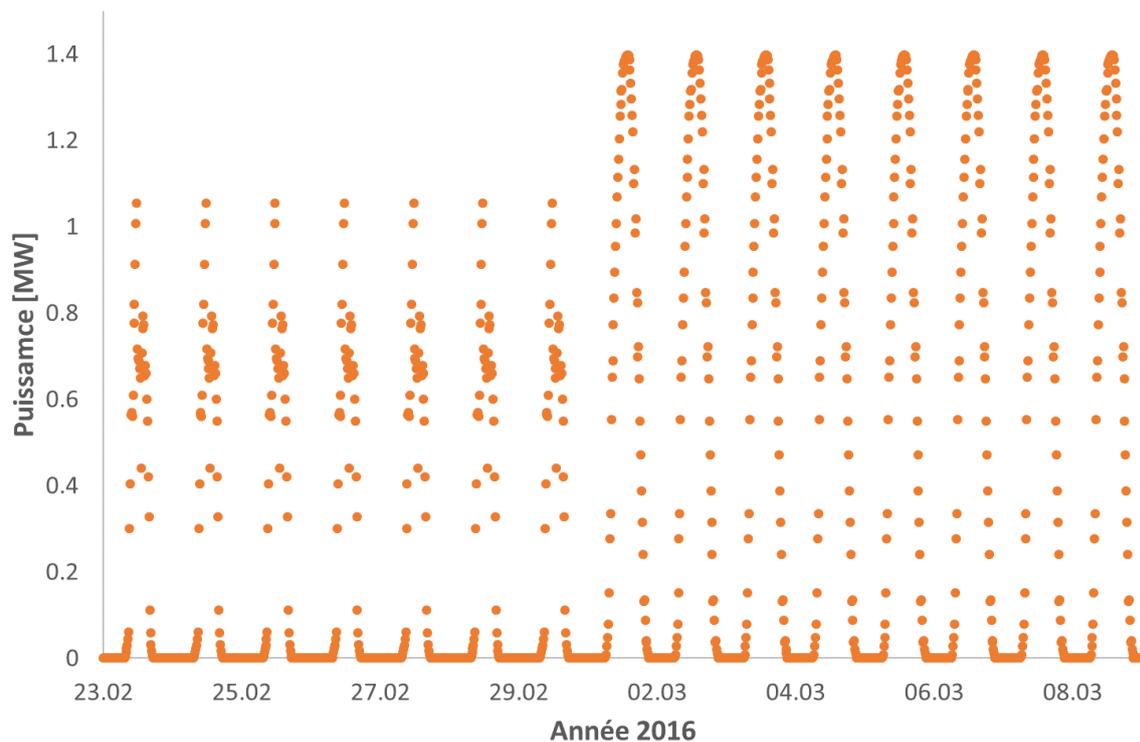
À l'aide des productions annuelles précédemment déterminées et les deux jours types analysés ci-dessus, la production photovoltaïque par quart d'heure peut être définie pour toute l'année. La puissance à chaque quart d'heure peut ainsi être calculée. Le graphique ci-dessous permet de visualiser la puissance photovoltaïque pour l'année 2016.



Graphique 15: répartition annuelle de la puissance photovoltaïque basée sur le 28 juin et le 01 novembre 2016

Pour comprendre la distribution et les changements de jour de référence, il est intéressant de zoomer sur deux semaines à cheval sur deux mois et deux répartitions différentes. Prenons l'exemple de la transition de février à mars :

Le changement de répartition et le changement de production journalière apparaissent clairement sur ce graphique. Ces répétitions de distribution pour tous les jours d'un mois font apparaître les « marches » qui ressortent sur le graphique 15.



Graphique 16 :: changement de distribution journalière au passage de février à mars

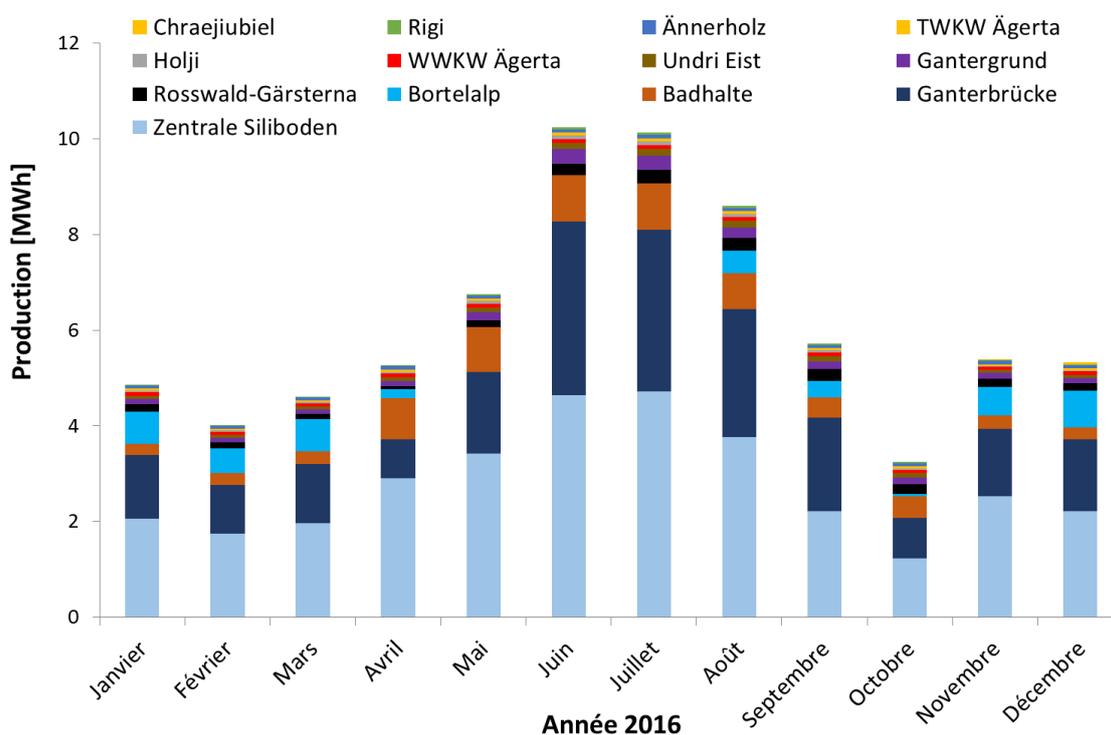
5.1.2 Production hydraulique

Comme vu précédemment, 13 installations hydroélectriques sont connectées au réseau de Brig-Glis/Ried-Brig pour une puissance totale de 16.8 MW (cf. Tableau 4). Les données de production de chaque centrale ont été transmises par EnBAG [8].

Tableau 4 : puissances et production des centrales hydroélectriques présentes sur le territoire analysé

Centrale	Puissance installée [kW]	Production prévue [GWh]	Production 2016 [GWh]
Siliboden	6'100	35.5	33.4
Ganterbrücke	5'005	22.9	21.5
Bortelalp	2'375	5.4	6.6
Badhalte	1'420	3.5	4.3
Gantergrund	600	2.4	2.1
Rosswald-Gärsterna	446	2.1	1.9
Chraejubiel	230	1.2	0.8
Undri Eist	210	1.2	0.8
Ägerta WWKW + TWKW	180	1.1	1.3
Holzji	155	0.5	0.1
Ännerholz	90	0.7	0.5
Rigi	70	0.4	0.3
Total	16'881	76.9	73.8

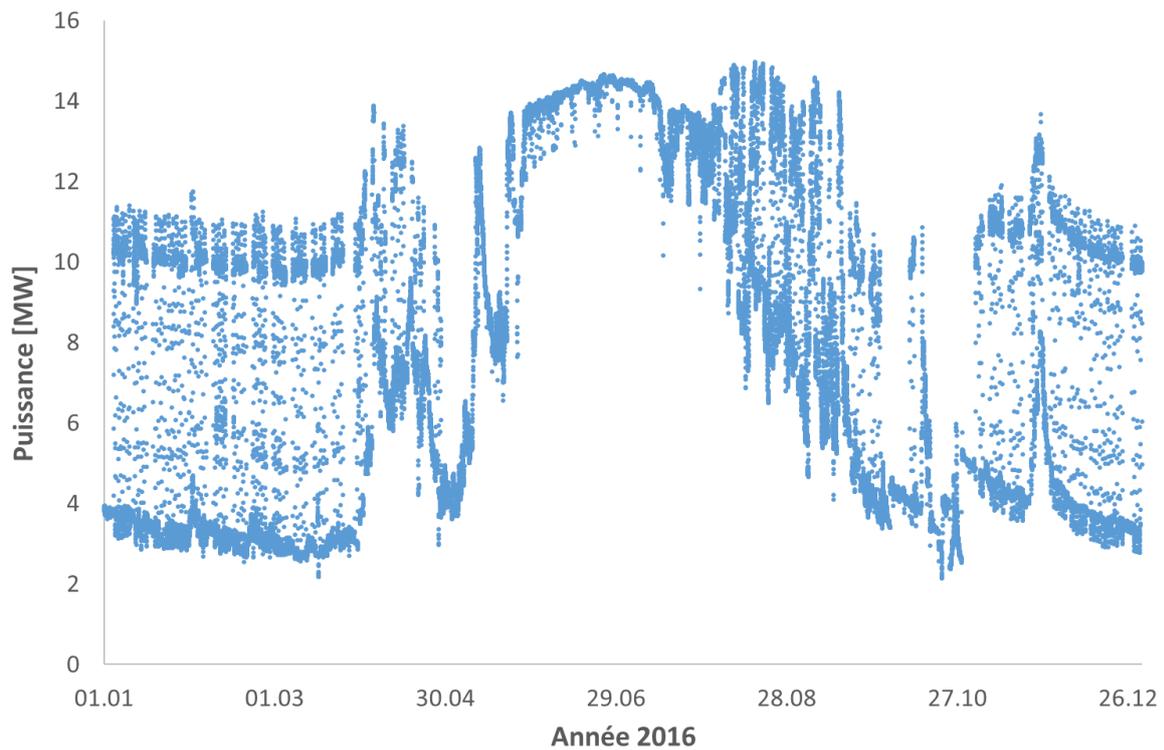
On remarque que la majorité de la production est due à deux centrales (Siliboden et Ganterbrücke) qui produisent le 76 % de l'énergie totale (cf. Graphique 17).



Graphique 17 : production hydroélectrique des treize centrales se trouvant sur le réseau analysé

Notons que la centrale de Chraejubiel n'a été en fonctionnement qu'en novembre et décembre en 2016. Vu que cette dernière ne dispose que d'une faible puissance par rapport aux centrales de Siliboden et Ganterbrücke, l'ajout de sa production pour les prochaines années ne changera pas vraiment les conclusions de cette étude.

Les données de puissance par quart d'heure de chaque centrale permettent de tracer le graphe suivant :

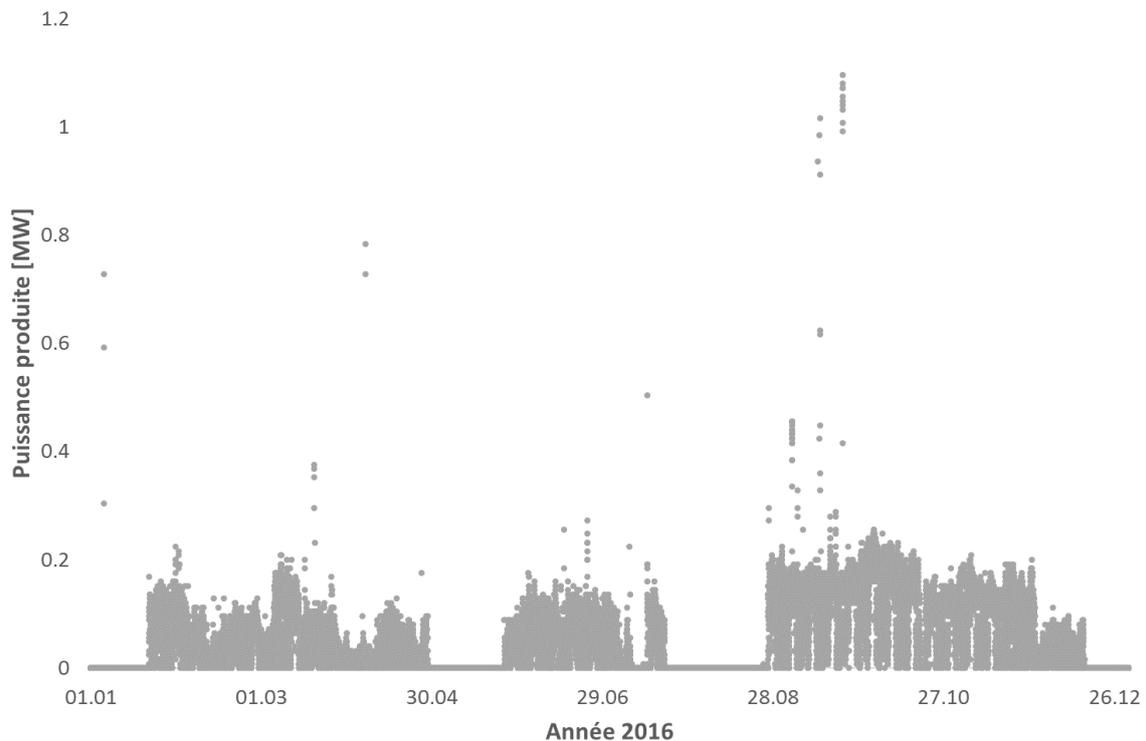


Graphique 18 : puissance produite par quart d'heure par les centrales hydroélectriques du territoire analysé (données réelles 2016)

On remarque que la production estivale est beaucoup plus constante que le reste de l'année. Ce point est particulièrement intéressant pour un concept power-to-gas qui fonctionne mieux sans interruption.

5.1.3 Production du KVA

La troisième source de production renouvelable est la celle du KVA (Kehrichtverbrennungsanlage) de Gamsen. Les données de production [8] permettent de tracer le graphe suivant :

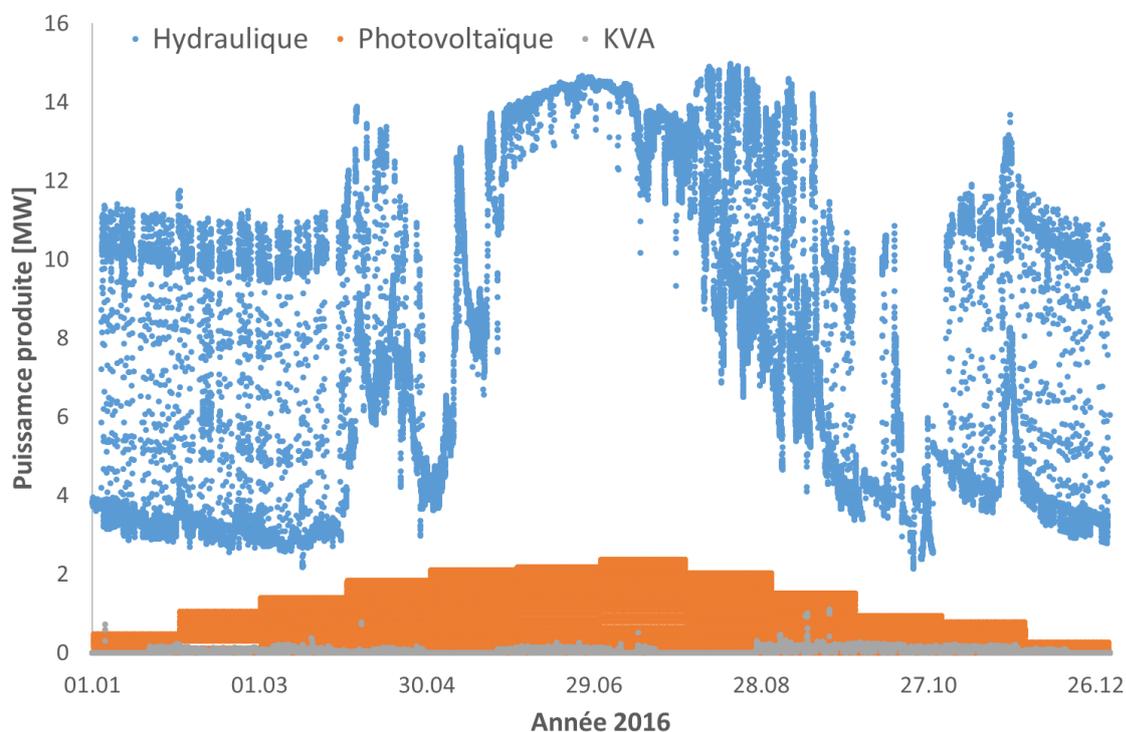


Graphique 19 : répartition par quart d'heure de la puissance injectée dans le réseau par le kva (données réelles 2016)

Le graphique ci-dessus ne représente que la puissance qui est injectée dans le réseau. Une grande partie de l'énergie produite est autoconsommée. Pour un système power-to-gas, la centrale KVA ne représente que peu d'intérêt. En effet, sa production est très variable et est négligeable par rapport à la production hydroélectrique et est même faible par rapport à la part de photovoltaïque.

5.1.4 Bilan de production renouvelable

Comme vu dans les chapitres précédents, la production renouvelable de la région analysée se compose de photovoltaïque, hydroélectricité et de la production de l'usine d'incinération des déchets (KVA).



Graphique 20: puissance de production annuelle par quart d'heure des centrales hydrauliques, des panneaux photovoltaïques et du KVA présents sur le réseau Brig-Glis/Ried-Brig

Le pic de production se situe en été pour le solaire et l'hydraulique ce qui représente une configuration optimale pour le power-to-gas. En effet, les besoins électriques sont plus faibles durant cette période et il est donc nécessaire de trouver un moyen de stockage pour l'hiver si l'on ne veut pas réinjecter le surplus de production dans le réseau.

On remarque que les productions solaires et de KVA sont vraiment négligeables par rapport à la production hydroélectrique et que c'est ce type de production qui va déterminer le potentiel de fabrication d'hydrogène.

5.2 Consommation

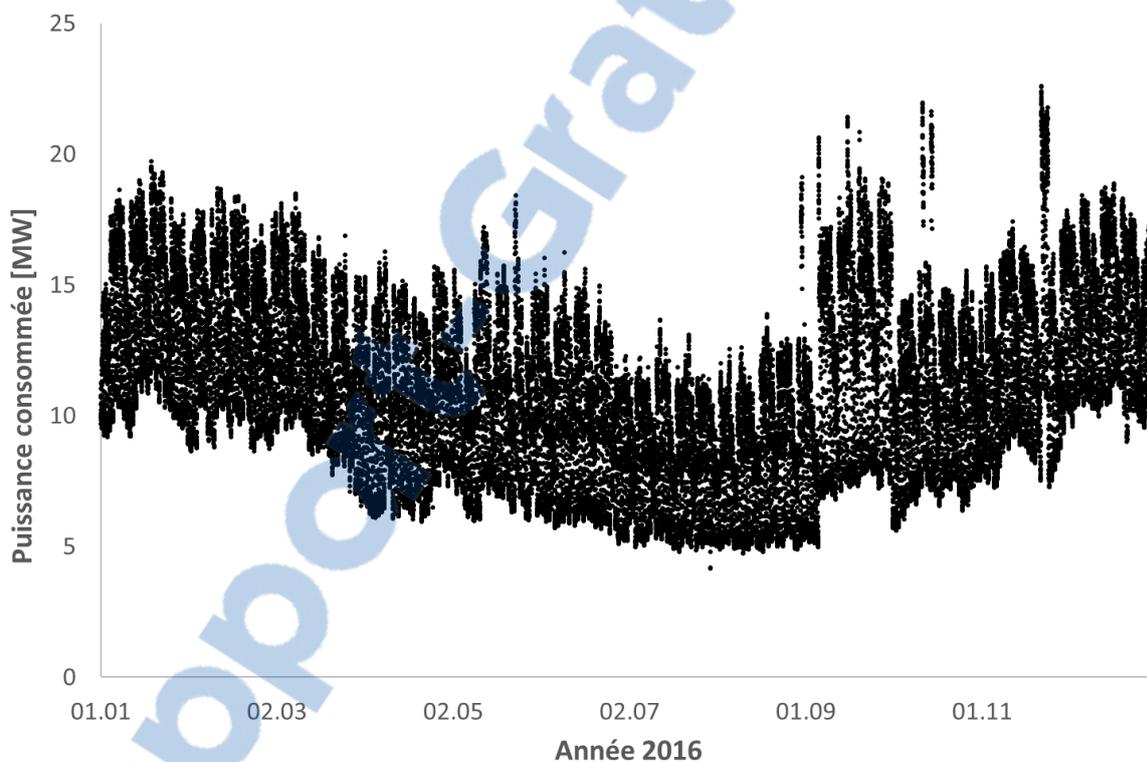
Comme vu précédemment, les données d'importation et d'exportation du transformateur 16 kV/64 kV, ainsi que les données de production renouvelable ont permis de calculer la consommation du réseau et se monte à **99.4 GWh**. La puissance consommée par quart d'heure a aussi été calculée de la manière suivante :

Si la valeur **d'importation** est positive :

$$P_{\text{Consommée}} = P_{\text{Importée}} + P_{\text{Hydro}} + P_{\text{PV}} + P_{\text{KVA}}$$

Si la valeur **d'exportation** est positive :

$$P_{\text{Consommée}} = P_{\text{Hydro}} + P_{\text{PV}} + P_{\text{KVA}} - P_{\text{Exportée}}$$



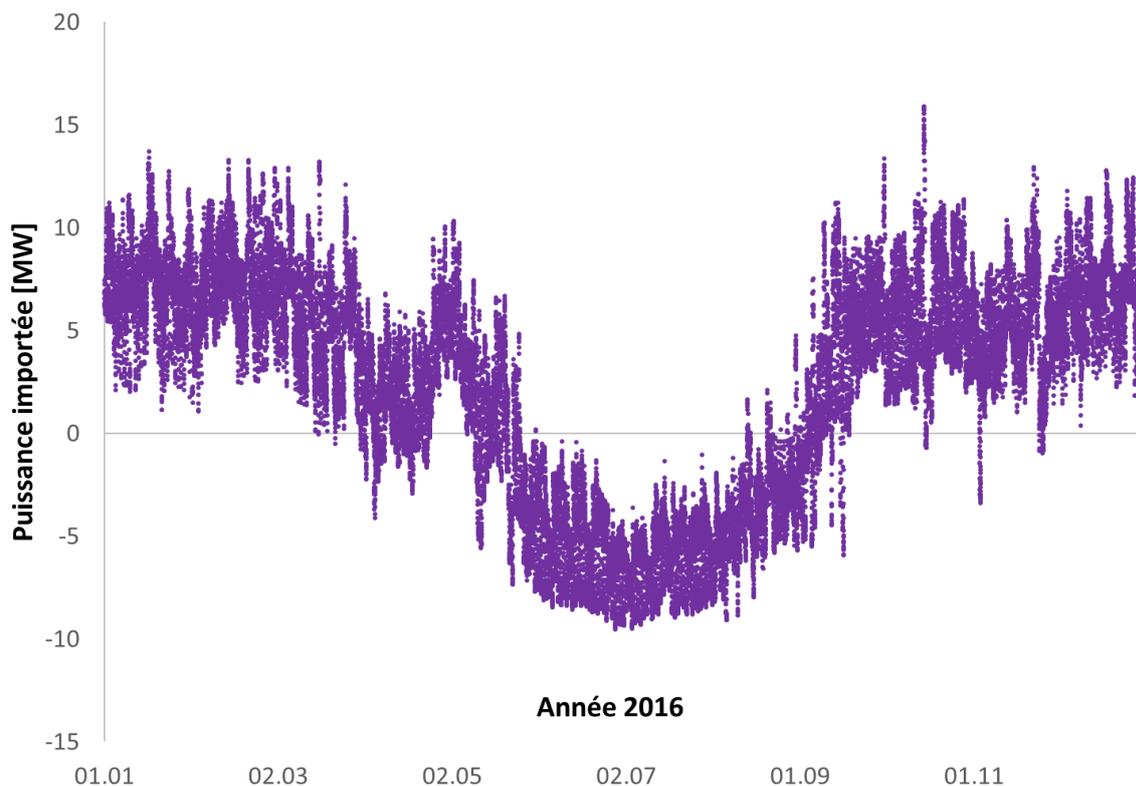
Graphique 21 : puissance consommée sur le réseau Brig-Glis/Ried-Brig par quart d'heure en 2016

Le graphique 21 montre que la consommation est très variable. Néanmoins, on remarque que celle-ci est en moyenne plus élevée durant les mois d'hiver. Cela peut s'expliquer par l'utilisation des pompes à chaleur ou des radiateurs électriques et par l'éclairage nécessaire plus longtemps.

5.3 Bilan

5.3.1 Exportation/importation

Le bilan d'importation/exportation du réseau [8] est intéressant, car il permet de visualiser directement le surplus de production sans comparer production/consommation et ainsi de déterminer le potentiel power-to-gas.



Graphique 22 : bilan des puissances importée et exportée du réseau 16 kV par quart d'heure (données réelles 2016)

On remarque que depuis le 31 mai à 9 h jusqu'au 13 août à 13 h, il y a sans arrêt un excédent d'énergie sur le réseau. Les besoins d'importations sont importants en hiver et, de décembre à mars, il n'y a jamais de surproduction même journalière.

Avec les différents points cités précédemment, on déduit qu'il existe un potentiel de production d'hydrogène sur le réseau durant l'été. Au vu de la répartition des productions, l'influence de la météo peut être définie comme quasiment nulle.

En effet, bien que le solaire photovoltaïque soit déjà assez développé (4 % de la consommation) en comparaison aux 2.8 % en Suisse [11], sa production n'engendre qu'une part infime de la surproduction. C'est en effet l'hydraulique, avec ses grandes puissances installées qui font toute la différence.

5.3.2 Potentiel de production H₂

Selon le type d'électrolyseur choisi, il est possible d'avoir des temps de réaction très courts (de l'ordre de quelques secondes pour les PEM) [12] pour le démarrage et l'arrêt du processus d'électrolyse. Il serait donc théoriquement possible d'utiliser la quasi-totalité de l'énergie en surplus pour produire de l'hydrogène.

Néanmoins, la plage de fonctionnement est fixée de début mai à fin août pour éviter les arrêts/démarrages trop fréquents et pour produire des quantités d'hydrogène significatives.

Une fois cette plage de fonctionnement fixée, il faut déterminer la puissance de l'électrolyseur. Cela sera fait dans le chapitre suivant pour chaque application. Comme ordre de grandeur, il faudrait un électrolyseur de 8 MW pour utiliser la large majorité de l'énergie en surplus et produirait 2.6 millions de Nm^3 par année (4.7 kWh nécessaires par Nm^3 produit [5]). Néanmoins, l'électrolyseur fonctionnerait à pleine puissance seulement 4 % du temps.

6. Utilisation de l'hydrogène produit

En introduction de ce chapitre, mentionnons quelques hypothèses réalisées pour les calculs suivants.

- L'énergie contenue dans l'hydrogène est basée sur le PCI soit $120 \text{ MJ/kg} = 3 \text{ kWh/Nm}^3$
- Le poids de l'hydrogène est de 89.9 g/Nm^3
- Le besoin en électricité de l'électrolyseur est théoriquement de 3.54 kWh/Nm^3 (basé sur le PCS). Ici, nous considérons un besoin de 4.7 kWh/Nm^3 en tenant compte de la totalité du système (pompes, compresseurs, etc.) [5].

6.1 Injection dans le réseau de gaz naturel

L'application la plus simple est l'injection dans le réseau de gaz naturel. L'hydrogène peut soit être injecté directement dans le réseau, soit être préalablement transformé en gaz de synthèse par méthanation.

6.1.1 Injection directe

L'injection directe est certainement l'application la plus simple à mettre en place. Néanmoins, la pureté du gaz doit être semblable au gaz naturel et une limite d'injection est à respecter. En Suisse, la G18 (annexe 2), éditée par la Société suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux (SSIGE), fixe la limite d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel à 2 % (en volume). Cette limite varie fortement d'un pays à l'autre (par exemple 20 % en Pologne, 6% en France), ce qui est étonnant. Contactée durant ce projet, la SSIGE indique à ce sujet « Ce sont des choix liés à la sensibilité des consommateurs. Une forte présence de l'hydrogène modifie la caractéristique du gaz naturel et par conséquent les systèmes consommateurs doivent être ajustés. D'autre part, le gaz naturel est aussi utilisé comme carburant et dans ce domaine, ce sont les fabricants automobiles qui fixent les règles. La Suisse a choisi la voie de la prudence. » (annexe 3)

Néanmoins, des projets, tel que GRHYD [13] se mettent en place pour analyser concrètement l'effet du H_2 dans l'ensemble du système. Dans ce dernier, il est prévu de monter jusqu'à 20 % d'hydrogène en volume dans le réseau de gaz. Les conclusions de ces projets montreront certainement qu'une limite plus élevée est admissible et la législation suisse devrait petit à petit se modifier pour augmenter le potentiel d'injection. La SSIGE cite la DVGW (Allemagne) qui estime qu'une part de 10 % serait acceptable.

Cette application permet en tous les cas de diminuer l'empreinte carbone du gaz naturel. En effet, moins de gaz est nécessaire pour transporter la même quantité d'énergie, le pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène (120 MJ/kg) étant beaucoup plus élevé que celui du méthane (50 MJ/kg).

Réseau de gaz à Brig-Glis

Un petit réseau de gaz naturel existe à Brig-Glis. Ce réseau est surtout présent pour les industries de la zone de Gamsen.

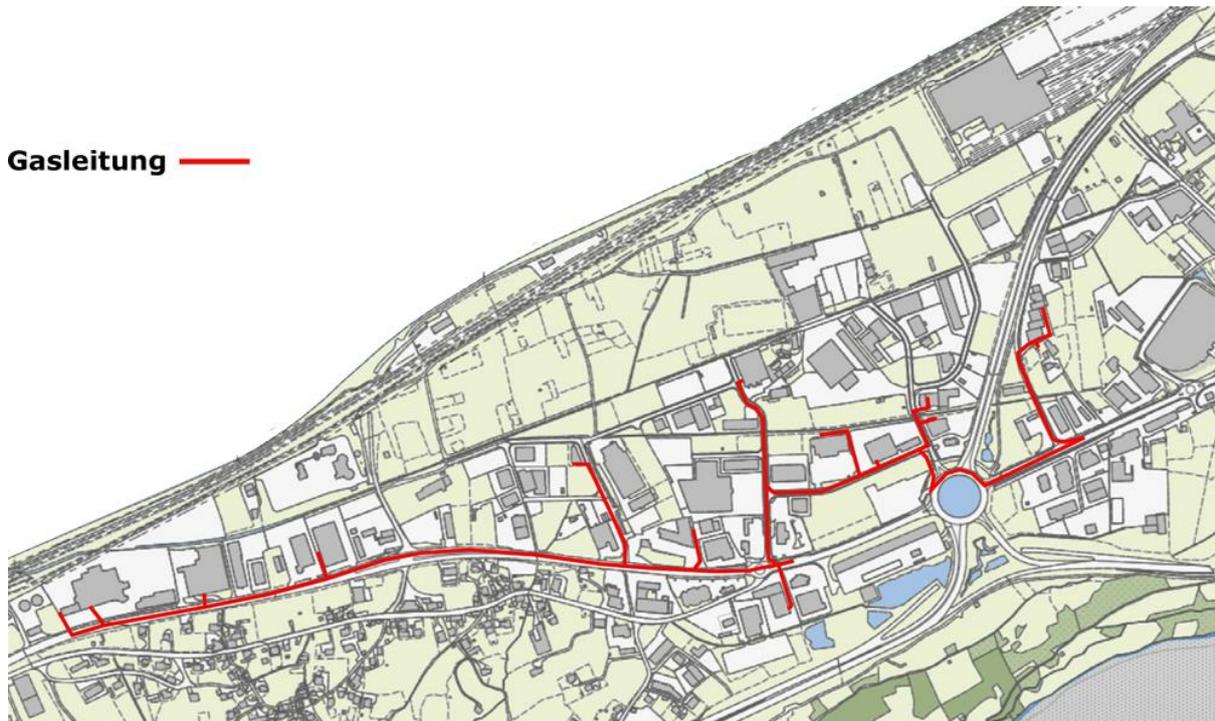
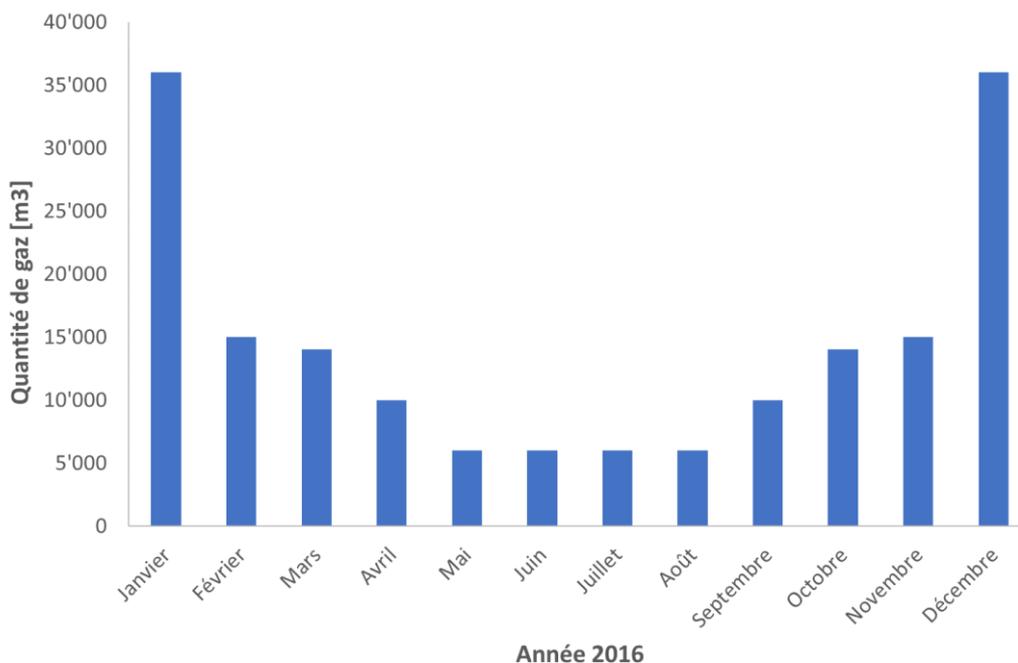


Figure 10 : plan du réseau de gaz naturel présent sur la commune de Brig-Glis [14]

Les données de consommations de gaz pour les cinq premiers mois de l'année ont été transmises par EnBAG lors d'une rencontre dans les locaux de cette entreprise. Pour avoir une vision globale, une extrapolation a été effectuée :



Graphique 23 : consommation de gaz sur le réseau de Gamsen (extrapolation des cinq premiers mois)

On remarque immédiatement un premier problème pour l'injection d'hydrogène : la consommation de gaz est au plus faible lorsque le potentiel de fabrication d'hydrogène est au

maximum. Entre juin et août, lorsqu'il y a constamment plus de production que de consommation sur le réseau, seuls $2\% * 6'000 m^3 = 120 m^3$ peuvent être injectés.

Sur cette base, l'électrolyseur nécessaire dispose d'une puissance de 2 kW (avec 4.7 kWh/Nm³ nécessaires). 480 Nm³ pourront être réinjectés sur les 1'066 Nm³ produits. Le potentiel total serait donc largement sous exploité avec cette application. Vu qu'un normo mètre cube d'H₂ contient 3 kWh (PCI) [15], le rendement de l'électrolyse se trouve autour des

$$\frac{3 \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right]}{4.7 \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right]} = 64\%$$

Cette solution, malgré son potentiel faible pour ce réseau précis, reste simple et avec un rendement acceptable. Il vaut donc la peine de s'intéresser à l'aspect économique qui va être développé au chapitre 7.

6.1.2 Injection après méthanation

La deuxième méthode pour injecter l'hydrogène produit dans le réseau de gaz naturel est de passer pour une étape supplémentaire, soit la transformation de l'hydrogène en gaz de synthèse.

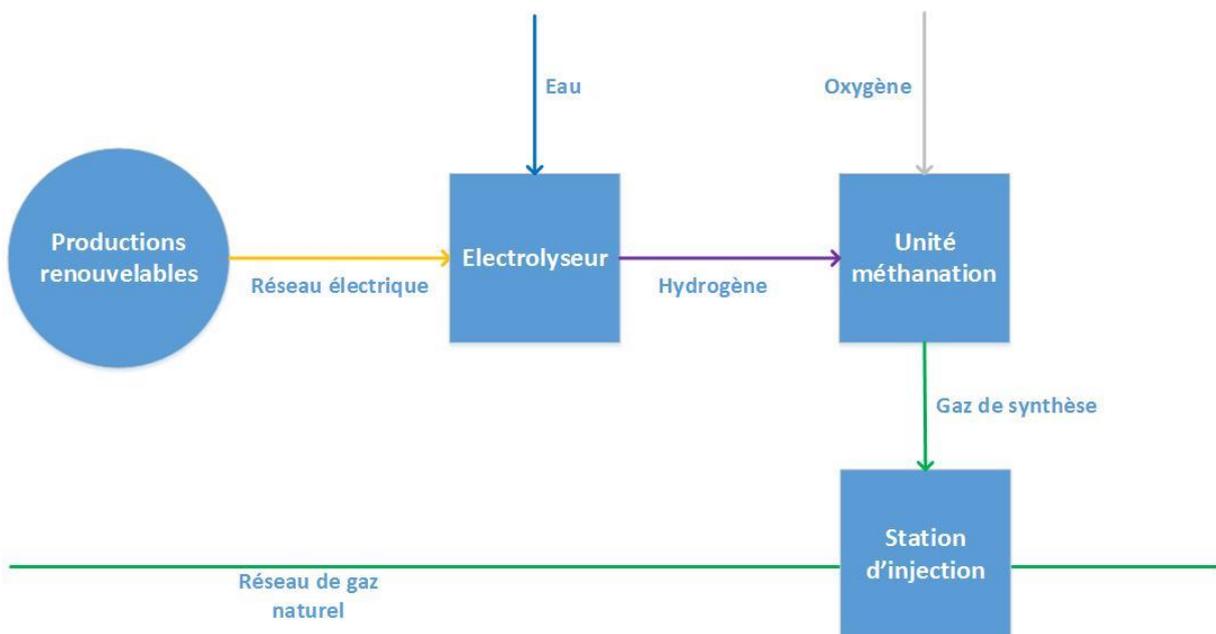
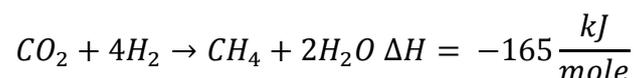


Figure 11 : schéma de principe de l'injection dans le réseau après méthanation

La méthanation permet en effet de créer du gaz de synthèse à partir d'hydrogène et de gaz carbonique selon la réaction suivante [16] :



Il apparaît clairement qu'une telle application est plus favorable lorsqu'une source de CO₂ se trouve à proximité. Plusieurs sources de CO₂ pourraient être utilisées dans notre situation. C'est par exemple le cas de la STEP Briglina à Gamsen ou d'autres industries rejetant du CO₂. Dans ce dernier cas, des moyens de captage devraient être mis en place avec bien entendu un

coût, mais aussi un bénéfice pour ces entreprises qui verraient leur empreinte écologique et leurs taxes diminuer.

Le rendement de la méthanation se situant au maximum à 80% [5], le rendement global de la chaîne électrolyse et méthanation est donc de $64\% * 80\% = 51\%$. Ce rendement peut potentiellement être augmenté si la chaleur rejetée par le système est récupérée.

L'avantage certain de cette technologie est la possibilité de stockage saisonnier. En effet, le réseau de gaz en lui-même peut servir de réservoir. Il serait donc possible de fabriquer du gaz en été qui ne serait utilisé qu'en hiver.

Comme le montre la figure 12, 1 Nm³ d'hydrogène permet d'obtenir 0.26 Nm³ de gaz de synthèse. La conversion de 9.05 kWh par Nm³ de CH₄ est calculée de la manière suivante :

- Densité massique d'énergie du méthane : $50 \frac{MJ}{kg} = 13,9 \frac{kWh}{kg}$ [5]
- Densité massique : $0.6709 \frac{kg}{Nm^3}$
- Densité d'énergie : $13.9 \frac{kWh}{kg} * 0.6709 \frac{kg}{Nm^3} = 9.05 \frac{kWh}{Nm^3}$

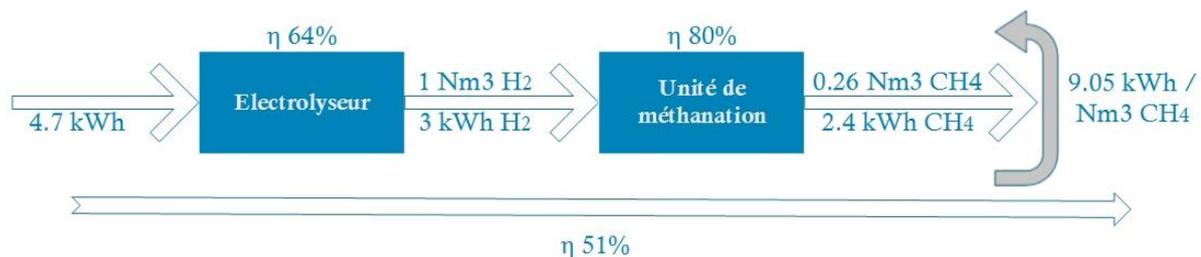


Figure 12 : explication du rendement de la chaîne électrolyseur et unité de méthanation

Pour produire l'équivalent de la consommation des quatre mois d'été, soit 24'000 m³, un électrolyseur de 180 kW serait nécessaire.

Le rendement moyen, la difficulté à mettre en place une source de CO₂, ainsi que le faible développement technique des réacteurs de méthanation rendent cette application compliquée pour le site en question.

6.2 Applications avec stockage

6.2.1 Revente

L'application la plus simple du point de vue de l'infrastructure nécessaire et celle de la revente de l'hydrogène produit. En effet, de nombreuses industries, principalement actives dans la chimie ou le raffinage, ont besoin d'hydrogène pour leurs process. C'est notamment le cas de l'entreprise la Lonza à Viège, commune voisine de Brig-Glis.

Dans ce cas, on considère une taille d'électrolyseur qui permet d'être le plus rentable possible. Ce point va donc également être étudié du point de vue économique dans le chapitre 7 dans lequel un dimensionnement sera effectué.

6.2.2 Utilisation pour une pile à combustible dédiée au réseau d'énergie

Description du réseau d'énergie

Trois réseaux d'énergie sont présents sur le territoire de Brig-Glis. Le principe de ces réseaux est le suivant : l'eau de la nappe phréatique est pompée jusque dans un échangeur de chaleur. Le réseau secondaire, traversant lui aussi l'échangeur va servir à transporter la chaleur de la nappe jusque dans les bâtiments connectés. À l'intérieur de ces derniers, un second échangeur va permettre de transmettre la chaleur à une pompe à chaleur qui alimentera le bâtiment. Ces réseaux permettent donc de fournir aux pompes à chaleurs une source froide d'une température plus constante (variation entre 8 et 18 °C) et plus chaude que l'air extérieur en hiver.

En été, le réseau permet de refroidir les bâtiments en faisant simplement circuler l'eau froide dans les réseaux de rafraîchissement des bâtiments.

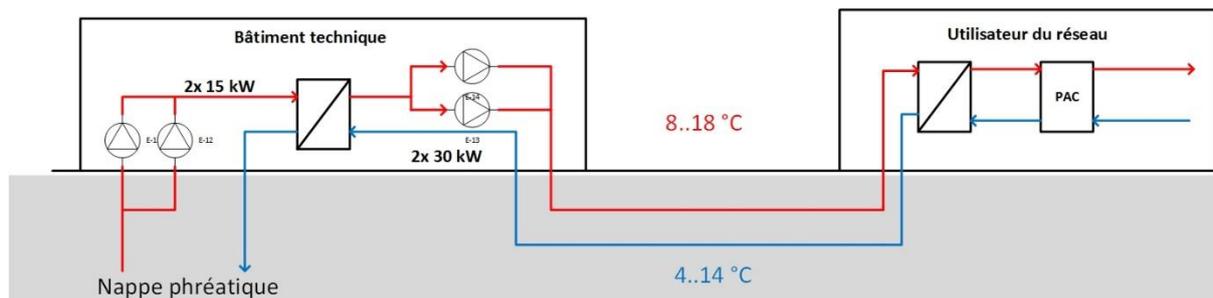


Figure 13 : schéma de principe du fonctionnement d'un réseau d'énergie

Nous nous intéressons ici plus précisément au réseau de Glismatte - Wierystrasse.

Pour faire fonctionner le réseau à pleine capacité, 2 pompes de 30 kW tirant l'eau de la nappe phréatique sont nécessaires.

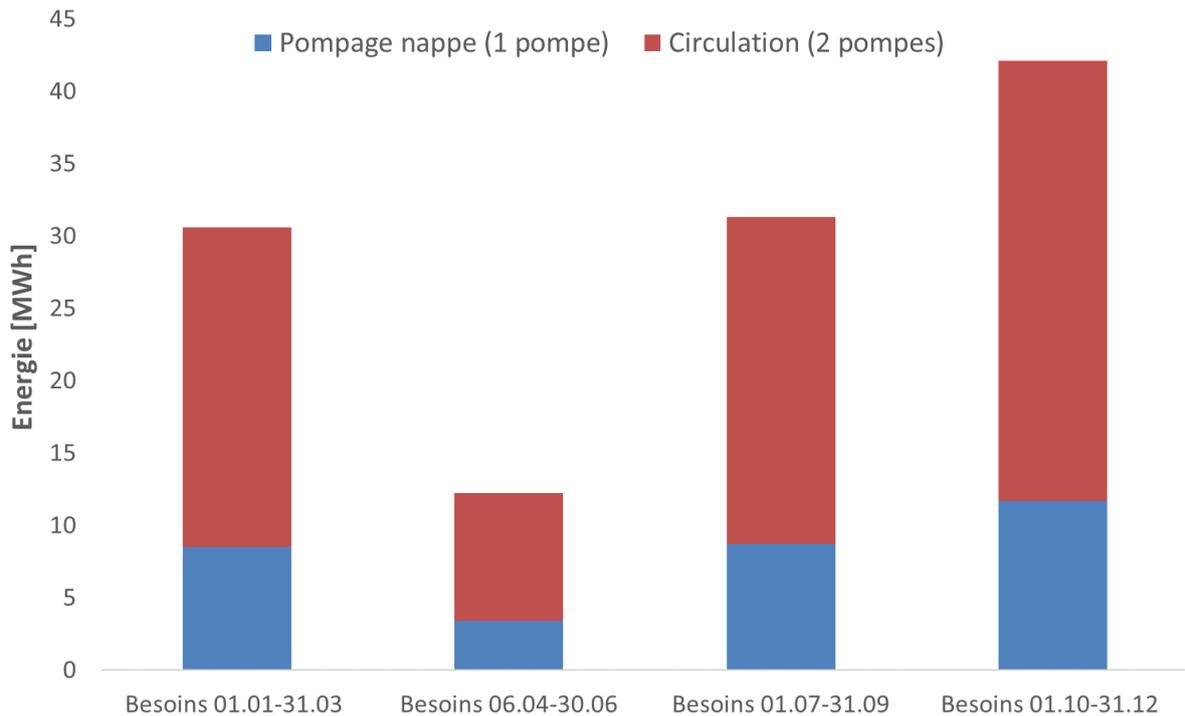
Actuellement, le réseau ne fonctionne qu'à la moitié de sa puissance et seule une pompe tirant l'eau de la nappe est en fonction.

En parallèle, 2 autres pompes de 15 kW fonctionnant alternativement, mais toujours à puissance nominale font circuler l'eau dans le réseau secondaire.

À l'aide des données de consommation de la pompe de la nappe phréatique (cf. annexe 4), et en considérant que le temps de fonctionnement des deux pompes de réseau est 30 % plus élevé que pour celle de la nappe, les données suivantes sont obtenues :

Tableau 5 : données de consommation et temps de fonctionnement des pompes du réseau d'énergie (situation actuelle)

	Pompage nappe (1 pompe)	Circulation (2 pompes)
Besoins 01.01-31.03 [kWh]	8'500	22'100
Besoins 06.04-30.06 [kWh]	3'400	8'840
Besoins 01.07-31.09 [kWh]	8'700	22'620
Besoins 01.10-31.12 [kWh]	11'700	30'420
Total [kWh]	32'300	83'980
Puissance [kW]	15	30
Temps de fonctionnement [h]	2'153	2'799



Graphique 24 : représentation des données de consommation des pompes du réseau d'anergie (situation actuelle)

On remarque tout d'abord la grande variation annuelle de consommation (facteur 4). Cela s'explique par une grande consommation en hiver pour les besoins de chauffage, et une période au printemps dans laquelle les besoins de chauffages et de refroidissement sont faibles. Le but de cette application serait donc d'utiliser le surplus de production électrique de l'été (de début mai à fin août) pour produire de l'hydrogène qui sera consommé par une pile à combustible alimentant les pompes en hiver (cf. Figure 14).

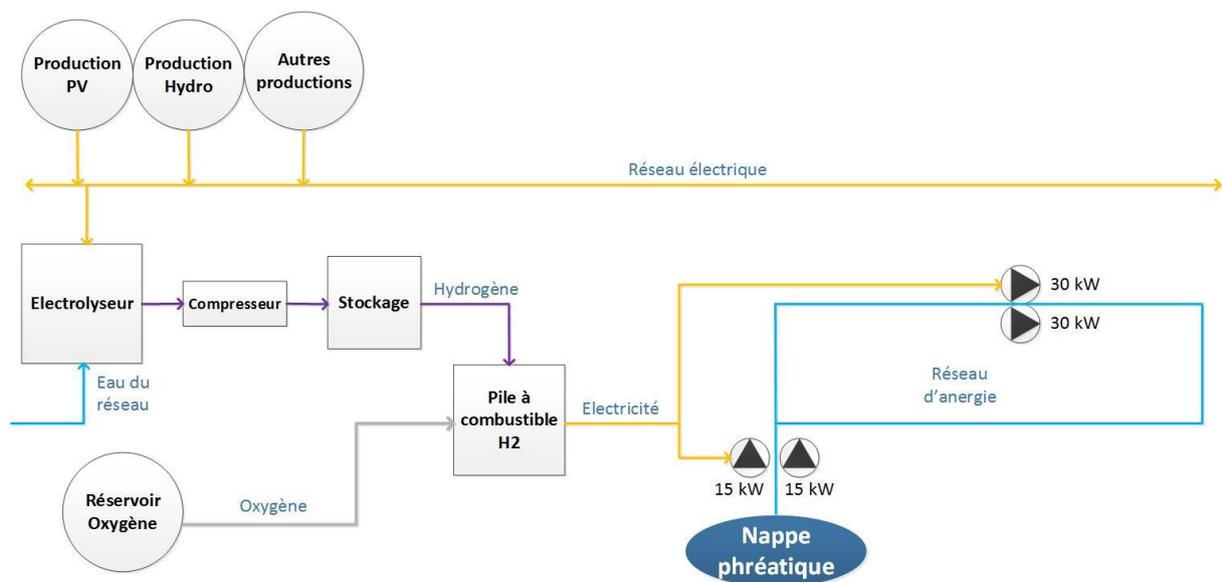


Figure 14 : schéma de principe de l'utilisation d'une pile à combustible pour le fonctionnement des pompes du réseau d'anergie

Le faible temps de fonctionnement montre que le réseau ne tourne pas encore à pleine puissance. En effet, les pompes sont dimensionnées pour fonctionner 4'000 à 5'000 heures chacune (cf. annexe 5).

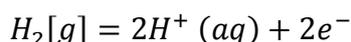
Le calcul pour la production d'hydrogène se base sur la puissance maximale du réseau, soit 1.3 MW thermique. Dans ce cas, les nouvelles données sont les suivantes :

Tableau 6 : données de consommation et temps de fonctionnement des pompes du réseau d'énergie (situation à pleine puissance)

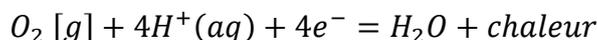
-	Pompage nappe (2 pompes)	Circulation (2 pompes)	Total
Besoins 01.01-31.03 [kWh]	34'000	44'200	78'200
Besoins 06.04-30.06 [kWh]	13'600	17'700	31'300
Besoins 01.07-31.09 [kWh]	34'800	45'300	80'100
Besoins 01.10-31.12 [kWh]	46'800	60'800	107'600
Total [kWh]	129'200	168'000	297'200
Puissance [kW]	30	30	60
Temps de fonctionnement [h]	4'300	5'600	5'000

Fonctionnement d'une pile à combustible

La pile à combustible permet de transformer de l'hydrogène plus de l'oxygène en électricité. L'hydrogène est amené sur la cathode dans laquelle la demi-réaction suivante se passe (type PEM) [17] :



Du côté de l'anode, c'est l'oxygène qui réagit de la manière suivante :



La différence de potentiel entre les deux côtés permet de générer un courant.

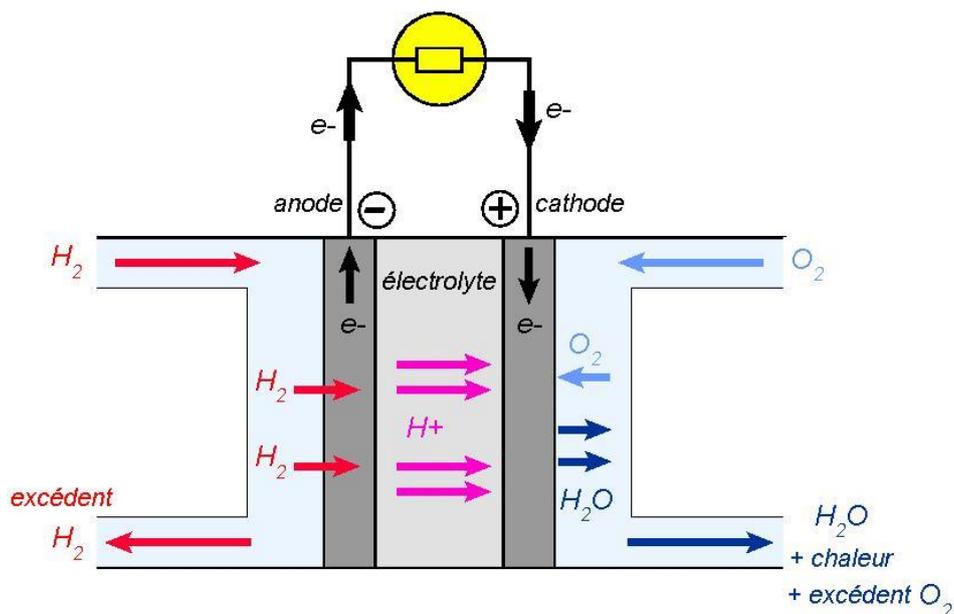


Figure 15 : principe de fonctionnement d'une pile à combustible PEM [18]

Il est aussi possible d'utiliser directement l'air ambiant comme source d'oxygène. C'est notamment ce qui se fait dans les piles à combustible équipées sur des véhicules. Néanmoins, les piles utilisant directement de l'oxygène ont un meilleur rendement en évitant l'énergie dépensée par les compresseurs [19]. Ce moyen peut être utilisé pour des applications power-to-gas qui incluent une pile à combustible, dans lesquelles l'oxygène produit par électrolyse est stocké pour être réutilisé plus tard.

Calculs des besoins en hydrogène et dimensionnement du système

En se basant sur le Tableau 6, les besoins en électricité pour les mois où l'électrolyseur ne fonctionne pas (janvier à avril plus septembre à décembre) sont de :

$$78'200 [kWh] + \frac{1}{3} * 31'300 [kWh] + \frac{1}{3} * 80'100 [kWh] + 107'600 [kWh] \cong \mathbf{223'000 [kWh]}$$

Le rendement actuel des piles à combustible tourne autour de 50% [20] [5] ; c'est-à-dire que la moitié de l'énergie en entrée est perdue en chaleur. Le besoin en énergie en entrée de la pile à combustible est donc de 446'000 kWh. Sa puissance, calculée sur les mois de fonctionnement, serait de :

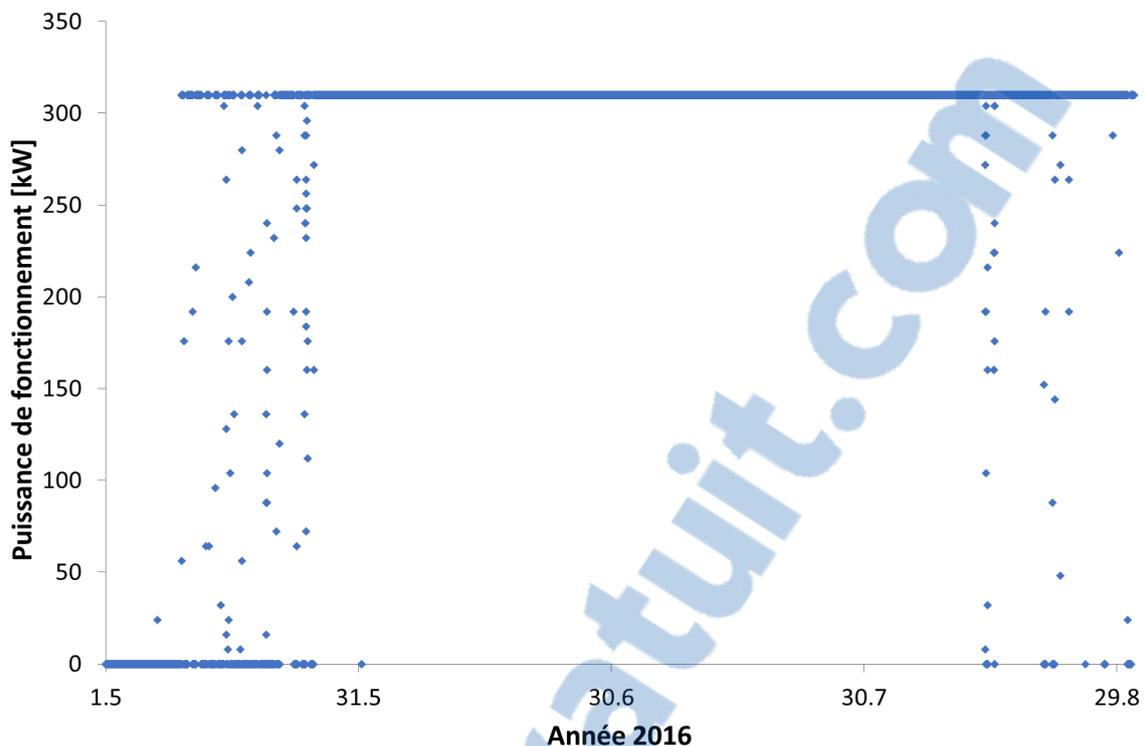
$$P [kW] = \frac{446'000 [kWh]}{8 [mois] * 30 [jours] * 24 [h]} \cong 80 [kW]$$

Avec les 3 kWh par norme mètre cube contenu dans l'hydrogène, on obtient un besoin d'hydrogène de

$$\frac{446'000 [kWh]}{3 \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right]} \cong \mathbf{150'000 [Nm^3]}$$

Ce qui correspond à 705'000 kWh de surproduction renouvelable (avec 4.7 kWh/Nm³). Un électrolyseur de 310 kW permettrait de générer 164'600 Nm³ d'hydrogène (de début mai à fin août), ce qui admet une marge de 10% entre les besoins et la production.

Le graphique suivant montre la puissance de fonctionnement de l'électrolyseur de 310 kW pour les mois de production. D'une fois que l'électrolyseur démarre, il fonctionne à puissance nominale le 90% du temps.



Graphique 25 : puissance de fonctionnement de l'électrolyseur de 310 kW pour l'application pile à combustible pour les pompes du réseau d'énergie

Le volume d'hydrogène nécessaire étant important, il est indispensable de compresser ce gaz pour diminuer l'espace de stockage. Avec une pression de 200 bars, le volume de stockage serait de 750 m³ (1/200e du volume à pression atmosphérique).

En plus du stockage d'hydrogène, il faut prévoir un stockage pour l'oxygène. Comme déjà vu, la quantité d'oxygène produite par électrolyse est la moitié de celle d'hydrogène. À l'aide de l'équation des gaz parfaits $PV=nRT$ et en comptant que les conditions ne changent pas entre l'hydrogène et l'oxygène (pression et température constante), on obtient la relation suivante :

$$\frac{n_{H_2}}{V_{H_2}} = \frac{P}{RT} = \frac{n_{O_2}}{V_{O_2}} = \frac{\frac{1}{2}n_{H_2}}{V_{O_2}} \rightarrow V_{O_2} = \frac{1}{2}V_{H_2}$$

De ce fait, pour cette application, un stockage de 375 m³ d'oxygène serait encore nécessaire.

Ce stockage a un prix énergétique. Pour un stockage à 200 bars d'hydrogène, environ 10% de l'énergie de départ contenue dans l'hydrogène est nécessaire [5] :

$$\frac{1}{10} * 446'000 [kWh] \cong 45'000 [kWh]$$

En faisant l'hypothèse que l'énergie nécessaire pour comprimer l'oxygène est moitié moins importante, car moitié moins d'oxygène est produit, on obtient un besoin d'énergie pour la compression d'environ **67'500 kWh**.

Comme le montre le diagramme de Sankey en annexe 6, le rendement électrique est faible (environ 30%). Malgré tout, cette application permet d'utiliser intelligemment le surplus

d'énergie produit en été. En effet, cela permet de diminuer l'empreinte carbone du réseau d'anergie qui se veut être une source d'énergie renouvelable, en consommant du courant vert au lieu de courant importé en hiver. De plus, le rendement global pourrait être amélioré en récupérant la chaleur rejetée par la pile.

6.2.3 Utilisation pour une pile à combustible pour installation d'urgence

Pour certains bâtiments, il est primordial de disposer d'une réserve d'énergie pour alimenter leurs équipements et terminer leur activité en toute sécurité en cas de panne du réseau. C'est par exemple le cas de toutes les entreprises disposant de process qui nécessitent un refroidissement, mais aussi des hôpitaux, homes, etc.

Aujourd'hui, la majorité de ces sites, pour ne pas dire la totalité, sont équipés de systèmes de secours au mazout ou au diesel.

Les priorités de ces installations doivent être le temps de démarrage court, la fiabilité et simplicité du système. Bien que le premier point soit bien respecté pour les installations au mazout, la fiabilité et la simplicité restent problématiques. En effet, lors du blackout général à New York en 2003, la moitié des installations de secours des 58 hôpitaux ont rencontré des problèmes [21], certainement dus à la négligence de maintenance. Si l'on rajoute à cela les soucis d'aération et de placement pour éviter les effets néfastes de la pollution liée à la combustion du mazout ou du diesel, les systèmes de secours actuels ne sont certainement pas optimaux.

Un système de secours avec pile à combustible H₂ permettrait d'assurer un démarrage rapide, tout en simplifiant l'entretien. Vu que le rendement n'est pas la priorité dans ce cas, une pile fonctionnant directement avec de l'air pourrait être utilisée. De ce fait, la maintenance, liée normalement aux pièces mobiles inexistantes sur une pile à combustible, serait grandement réduite et se concentrerait principalement sur les filtres à air et au contrôle du stockage.

Malgré ces avantages, les systèmes de backup utilisant l'hydrogène sont encore peu développés en Europe. Plusieurs hôpitaux américains sont déjà équipés de piles à combustible, mais les utilisent aussi comme moyen de production de chaleur et d'électricité pour tous les jours. C'est notamment le cas des hôpitaux St. Francis –Hartford Hospital, VA Loma Linda Hospital – Loma Linda et St. Helena Hospital – St. Helena [21].

En France, la recherche se concentre sur des groupes électrogènes hybrides qui incluent une pile à combustible et une batterie standard. C'est notamment le cas de la société H2sys qui commercialise ce type de produit jusqu'à des puissances de 10 kW [22].

Ce système a donc du potentiel et, en cas de mise en place sur le secteur d'une installation power-to-gas, la collaboration avec des entreprises intéressées serait avantageux. Il faudra néanmoins certainement attendre plusieurs années avant que les piles à combustible comme système de secours se démocratisent. De plus, ce n'est pas une application qui pourrait être utilisée seule, la demande étant trop faible.

Ce n'est donc pas sur cette application que va se concentrer l'étude économique.

6.2.4 Station-service H₂

Une application intéressante et en plein développement est celle de la mobilité. En effet, plusieurs constructeurs automobiles misent sur ces véhicules fonctionnant grâce à une pile à combustible embarquée.

Les véhicules à hydrogène sont donc directement en concurrence avec les véhicules dits électriques. Le grand avantage de l'utilisation de gaz étant la rapidité avec laquelle le plein est fait.

Si le marché de ces véhicules reste encore faible, et que de nombreux problèmes techniques sont encore à résoudre, certaines marques commercialisent déjà des véhicules à hydrogène.

Les modèles les plus récents sont la Toyota Mirai, la Hyundai ix35 et la Honda Clarity.

Néanmoins, Hyundai est le seul à être sur le marché suisse, les deux autres constructeurs ne voyant pas d'opportunité vu le manque de stations-service. Aujourd'hui, il n'existe en effet qu'une station-service publique à Hunzenschwil (AG), exploitée par Coop [23].

Une application pour les véhicules communaux aurait du sens, vu que ces derniers seraient utilisés à proximité de la station de recharge.

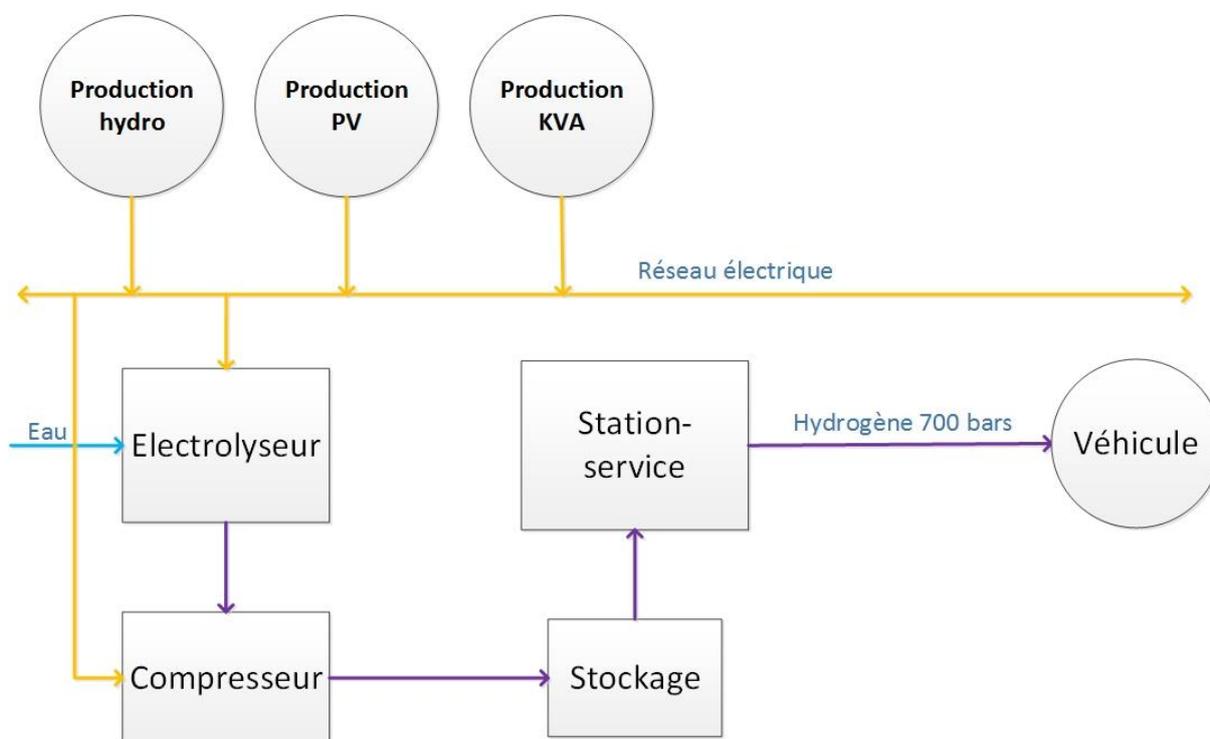


Figure 16 : schéma de principe de la variante station de recharge pour véhicules

La Hyundai ix35 Fuel Cell affiche les caractéristiques suivantes [24]:

- Prix catalogue : à partir de 66'900
- Autonomie : jusqu'à 594 km
- Réservoir : 5.94 kg/140 l d'hydrogène à 700 bars





Figure 17: Hyundai ix35 Fuel Cell

À l'aide de ces caractéristiques, il est possible de calculer la quantité d'hydrogène à produire pour un plein.

En utilisant la loi des gaz parfaits $P * V = nRT$, on obtient la relation suivante :

$$\frac{P_1 * V_1}{T_1} = \frac{P_2 * V_2}{T_2}$$

Avec:

$$P_1 = 700 \text{ bars} = 70'000'000 \text{ Pa}$$

$$P_2 = 1 \text{ bar} = 100'000 \text{ Pa}$$

$$V_1 = 140 \text{ l}$$

$$T_1 = T_2 = 273 \text{ K}$$

Le volume d'hydrogène en litres est donc de :

$$\frac{70'000'000 [Pa] * 140 [l]}{100'000 [Pa]} = 98'000 [l]$$

En comptant que 1'000 litre d'hydrogène contiennent 1 normo mètre cube [25], on obtient qu'un plein nécessite 98 Nm³ soit, avec un électrolyseur qui nécessite 4.7 kWh/Nm³, 461 kWh. À cela doit encore s'ajouter le besoin en énergie pour la compression qui se monte à environ 15% de l'énergie contenue dans le gaz [25] pour le stockage à 700 bars, soit

$$15\% * 120 \left[\frac{MJ}{kg} \right] = 18 \left[\frac{MJ}{kg} \right] = 5 \left[\frac{kWh}{kg} \right]$$

On obtient donc un besoin énergétique totale par plein de

$$461 [kWh] + 5 \left[\frac{kWh}{kg} \right] * 5.94 [kg] \cong 500 [kWh]$$

Électrolyseur

Faisons l'hypothèse que la commune possède un véhicule de ce type et qu'un plein est effectué chaque semaine. C'est $52 * 98 [Nm^3] = 5'096 [Nm^3]$ qui seraient nécessaires chaque année. La totalité de l'hydrogène devrait être produite durant la période de fonctionnement soit, comme vu précédemment, de début mai à fin août. Un électrolyseur de **10 kW** permettrait de produire 5'330 Nm³ durant cette période et serait donc suffisant.

Stockage

Vu que l'électrolyseur n'est en fonction que quatre mois, il faut un stockage suffisant pour continuer à alimenter la station-service le reste de l'année.

Tableau 7 : production, besoin et stockage d'hydrogène pour l'alimentation d'une voiture à hydrogène

Mois	Production H2 [Nm3]	Besoin H2 [Nm3]	Stockage [Nm3]
Janvier	0	425	0
Février	0	425	0
Mars	0	425	0
Avril	0	425	0
Mai	688	425	263
Juin	1'532	425	1'107
Juillet	1'583	425	1'158
Août	1'528	425	1'103
Septembre	0	425	0
Octobre	0	425	0
Novembre	0	425	0
Décembre	0	425	0
Total	5'300	5'100	3'600

Comme indiqué sur le Tableau 7, le besoin de stockage est de 3'600 Nm³ par année. Stocké à 700 bars, le volume correspondrait à

$$\frac{100'000 [Pa] * 3'600 [Nm^3]}{70'000'000 [Pa]} \cong 5.5 [m^3]$$

Il existe aujourd'hui des modules tout-en-un pour cette application. Sa simplicité en fait donc un bon moyen d'utiliser l'énergie excédentaire. Il vaut donc la peine de s'y intéresser plus en détail, ce qui sera fait au chapitre 7.

6.2.5 Réinjection dans le réseau électrique

Comme vu au chapitre 6.2.2, pour l'application des pompes du réseau d'énergie, le rendement d'un système incluant une pile à combustible est faible (environ 30%), surtout lorsque la chaleur rejetée par la pile à combustible n'est pas récupérée. De ce fait, une application qui aurait pour seul but de réinjecter l'électricité produite par la pile dans le réseau n'a pas vraiment de sens.

L'utilisation de pile à combustible pour des applications ciblées (fonctionnement de pompes pour le réseau d'énergie ou backup) étant plus logique, la réinjection dans le réseau électrique ne va pas être étudiée en détail.

6.3 Utilisations annexes

6.3.1 Revente de l'O₂ produit

En plus de produire de l'hydrogène, le processus d'électrolyse libère de l'oxygène. Si ce dernier n'est pas polluant et pourrait très bien être rejeté dans l'atmosphère, il peut être utile pour certains domaines.

C'est notamment le cas du milieu hospitalier qui en utilise de grandes quantités. Le Haut-Valais dispose aujourd'hui de deux hôpitaux, l'un à Brig et l'autre à Viège, qui seront prochainement réunies sur le site de Brig [26]. Il est donc intéressant de s'intéresser à la consommation d'oxygène de ces deux entités.

N'ayant pas pu obtenir de réponse de l'hôpital du Valais sur des chiffres de consommations, l'estimation ci-dessous se base sur la clinique de Valère à Sion qui consomme 27'000 litres d'oxygène à 200 bars par année (chiffre 2016) pour 73 lits [27] (Annexe 7).

Les deux hôpitaux de Brig et de Viège comptant 330 lits [28], on estime le besoin annuel d'oxygène à

$$\frac{330 * 27'000[l]}{73} \cong 125'000 [l] \text{ à } 200 \text{ bar}$$

Ce qui fait 25'000 m³ à pression atmosphérique. Pour rappel, lors d'une électrolyse, la quantité produite d'hydrogène est le double de celle d'oxygène. Il serait donc théoriquement possible de fournir la totalité de l'oxygène consommé sur ces sites grâce à notre système.

Les contraintes légales sont nombreuses et il faudrait faire reconnaître l'oxygène comme gaz médical. Il faut notamment respecter les prescriptions de la Pharmacopée européenne ainsi que celles de la Pharmacopée Helvétique sans oublier l'autorisation de Swissmedic.

En analysant les datasheets de l'oxygène médical de Pangas (annexe 8), on remarque que la pureté doit être supérieure à 99.5%.

Malgré ces contraintes, la récupération de l'oxygène produit pourrait permettre un revenu subsidiaire intéressant. Nous verrons au chapitre 7, si cela est le cas.

6.3.2 Utilisation des rejets thermiques

Un moyen efficace d'augmenter le rendement de ces diverses applications est la récupération de chaleur sur les différents organes. Les plus gros étant l'électrolyseur et la pile à combustible, il est intéressant de s'intéresser plus en détail à ces derniers.

De l'électrolyseur

En fonction de la technologie de l'électrolyseur, les températures de fonctionnement peuvent atteindre plusieurs centaines de degrés. Les électrolyseurs PEM ont une température de fonctionnement inférieur à 80 °C [29]. Il faut constamment maintenir la température de système à moins de 90 °C pour ne pas détruire les membranes.

Néanmoins, la réaction chimique nécessite de la chaleur. L'électrolyseur va donc s'autoalimenter en chaleur jusqu'à un certain point à partir duquel il faudra éliminer la chaleur en surplus. Ce point d'équilibre étant connu (1.48 V à 1 bar et 298 K [5]), on fait ici l'hypothèse que les constructeurs prévoient les électrolyseurs pour qu'un minimum d'énergie soit perdu.

De plus, les électrolyseurs PEM industriels se présentent souvent sous la forme de conteneur dans lequel tout le matériel annexe à l'électrolyseur est inclus et peu de chaleur peut être récupérée.

Avec ces éléments, on considère que l'énergie perdue par l'électrolyseur n'est pas assez importante ou trop difficile d'accès pour être récupérée.

De la pile à combustible

Contrairement au processus d'électrolyse qui nécessite de la chaleur, la réaction dans une pile à combustible dégage de l'énergie. Avec un rendement électrique d'environ 50% [25] [5], il y a théoriquement une puissance thermique disponible de 50% de la puissance de la pile. Ce point peut donc être intéressant pour le réseau d'anergie de Brig-Glis qui pourrait à la fois profiter de production électrique pour les pompes et d'apport de chaleur pour le réseau. La pile à combustible dimensionnée disposant d'une puissance totale de 80 kW, la puissance thermique disponible est de 40 kW.

Intéressons-nous au réseau Glismatte - Wierystasse au centre de Brig. Comme vu précédemment, il dispose de 4 pompes. Les données suivantes proviennent du réseau d'anergie de Naters, mais celui de Brig est équivalent. Le schéma complet se trouve en annexe 9. Le calcul est fait pour une utilisation du réseau à pleine charge.

L'échangeur dispose d'une puissance thermique de 955 kW. Si l'on injecte le 100% des rejets de la pile dans le réseau, on diminue la puissance thermique à prendre dans la nappe de 40 kW. De ce fait, le débit et donc la puissance des pompes peut être diminuée. Le calcul est fait de la manière suivante :

$$E [J] = m [kg] * c_p \left[\frac{J}{kg * K} \right] * \Delta T [K]$$

$$\dot{E} [W] = Q \left[\frac{m^3}{s} \right] * \rho \left[\frac{kg}{m^3} \right] * c_p \left[\frac{J}{kg * K} \right] * \Delta T [K]$$

Le nouveau débit est donc de

$$Q \left[\frac{m^3}{s} \right] = \frac{(955 - 40)E^3 [W]}{1000 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * 4'185 \left[\frac{J}{kg * K} \right] * 4 [K]} = 0.05 \left[\frac{m^3}{s} \right] = 197 \frac{m^3}{h}$$

Sans compter les rejets, les deux pompes de 15 kW sur la nappe phréatique fonctionnent en même temps pour un débit total de 205 m³/s. La nouvelle puissance de fonctionnement peut donc être calculée :

$$P [kW] = \frac{30 [kW] * 197 \left[\frac{m^3}{h} \right]}{205 \left[\frac{m^3}{h} \right]} = 28.8 [kW]$$

La puissance diminue donc de 4%. Cette même diminution peut être appliquée pour la consommation des pompes de la nappe phréatique durant les mois d'utilisation de la pile, c'est-à-dire de septembre à mai. La nouvelle consommation est donc la suivante :

Tableau 8 : nouvelles consommations des pompes du réseau d'anergie en tenant compte de l'utilisation des rejets thermiques de la pile à combustible

	Pompage nappe (2 pompes)	Circulation (2 pompes)	Total
Besoins 01.01-31.03	32'600	42'300	74'900
Besoins 06.04-30.06	13'400	17'400	30'800
Besoins 01.07-31.09	34'300	44'500	78'800
Besoins 01.10-31.12	45'000	58'500	103'500
Total [kWh]	125'300	162'900	288'200
Puissance [kW]	30	30	60
Temps de fonctionnement [h]	4'177	5'430	4'803

Avec le même calcul pour la situation actuelle, c'est-à-dire avec un débit de 102 m³/h, une seule pompe de la nappe en fonction, et une puissance thermique de 480 kW on remarque que l'énergie économisée est bien plus importante :

$$Q \left[\frac{m^3}{s} \right] = \frac{(480 - 40)E^3 [W]}{1000 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * 4'185 \left[\frac{J}{kg * K} \right] * 4 [K]} = 2.63E^{-2} \left[\frac{m^3}{s} \right] = 95 \frac{m^3}{h}$$

$$P [kW] = \frac{15 [kW] * 95 \left[\frac{m^3}{h} \right]}{102 \left[\frac{m^3}{h} \right]} = 14 [kW]$$

Ce qui correspond à une diminution de la puissance utilisée de 7%. L'utilisation des rejets thermiques pour le réseau d'anergie serait donc plus favorable aujourd'hui qu'à long terme (avec les mêmes conditions de marché).

Malgré tout, on observe une économie énergétique non négligeable. Il est donc intéressant de se pencher sur les aspects économiques de cette application.

7. Étude économique

Certaines applications sont donc plus intéressantes que d'autres, du point de vue technique. Quatre scénarios ont été choisis pour être étudiés plus en détail.

7.1 Scénario injection directe dans le réseau de gaz naturel sans stockage

Comme déjà vu, l'injection directe dans le réseau de gaz naturel est une solution simple et mérite une étude plus approfondie. Listons tout d'abord les différents composants nécessaires pour cette application :

- Electrolyseur
- Poste d'injection au réseau de gaz
- Conduites (pas nécessaires si la production d'hydrogène se fait à l'emplacement de l'injection)

À cela s'ajoute le prix

- De l'ingénierie et de l'installation
- De l'entretien

Rapport-gratuit.com
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES 

7.1.1 Investissements

En tenant compte de ces éléments, une première estimation de l'investissement nécessaire peut être réalisée. Pour rappel, l'électrolyseur nécessaire dispose d'une puissance de 2 kW. Pour le prix du poste d'injection, aucune référence concernant des petites installations n'a été trouvée. L'ouvrage « Le Power-to-gas Stockage de l'électricité renouvelable » [5] mentionne un prix de 200'000 € pour un électrolyseur de 10 MW. Le prix du poste d'injection est défini de manière arbitraire à 20'000 €.

Tableau 9: listes et prix des composants pour le scénario d'injection directe dans le réseau de gaz naturel

Composant	Taille [kW]	Prix / kW [€]	Total [€]
Electrolyseur	2	1'000	2'000
Poste d'injection gaz	-	-	20'000
Total			22'000

En tenant compte des coûts d'ingénierie et d'installation, l'investissement total suivant est obtenu :

Tableau 10 : investissement total pour le scénario d'injection directe dans le réseau de gaz naturel [30]

Investissements	% du CAPEX	Total [€]
Ingénierie et installation	23%	5'060
Composants	-	22'000
Total		27'060

Avec un taux de conversion de 1.1 [31], l'investissement se monte à environ **CHF 30'000.-**

7.1.2 Coûts de fonctionnements

Les coûts d'OPEX sont définis à 1% des CAPEX par an [30] ce qui fait un montant de

$$1\% * CHF 30'000.- = CHF 300.-$$

À cela s'ajoute le prix de l'électricité consommée qui est considérée comme faible vu qu'elle correspond à de la surproduction. Ici, le prix de 2 CHF/MWh est considéré. Le besoin en électricité (avec une consommation de 4.7 Nm³/kWh produit) se monte à environ 5'000 kWh. Le coût lié à la consommation d'électricité est d'environ **CHF 10.-** par année.

7.1.3 Revenus et économies

Les économies réalisées sont liées à la quantité de gaz naturel ainsi qu'au CO₂ économisé. Aussi, avec un électrolyseur de 2 kW et sans stockage, il est possible d'injecter 480 Nm³ d'hydrogène dans le réseau.

L'hydrogène contenant $3 \frac{kWh}{Nm^3}$, l'énergie utilisée à travers l'hydrogène se monte à :

$$480 [Nm^3] * 3 \left[\frac{kWh}{Nm^3} \right] = 1'440 [kWh]$$

En se basant sur le prix du gaz 2017 d'EnBAG [32] qui est de 5.62 ct/kWh, l'économie réalisée annuellement serait de $1'440 [kWh] * 5.62 \left[\frac{ct}{kWh} \right] \cong \mathbf{CHF 80.}$ –

Il faut rajouter à cela l'économie réalisée par rapport à la taxe CO₂ qui se monte à partir de 2018 à 96 CHF/tonne [33]. La combustion de gaz naturel rejetant 0.198 kg CO₂/kWh [34], l'économie réalisée est de :

$$1'440 [kWh] * 0.198 \left[\frac{kg}{kWh} \right] * 0.096 \left[\frac{CHF}{kg} \right] \cong \mathbf{CHF 28.}$$
 –

7.1.4 Bilan

Sans entrer dans plus de détails (taux d'actualisation, évolution de la taxe CO₂, etc.), on remarque que la solution telle quelle n'est pas viable, les coûts de fonctionnement annuels (310 CHF) étant bien plus élevés que les bénéfices effectués (110 CHF).

Tableau 11 : bilan financier de l'application
injection directe dans le réseau de gaz naturel

-	CHF
Investissements	30'000
Coûts annuels	310
Gains annuels	110

Néanmoins, si la législation évolue dans le sens évoqué par la SSIGE, cette application pourrait devenir plus intéressante. Au vu de la taille du réseau de gaz, cette solution devrait certainement comporter du stockage pour augmenter la quantité d'hydrogène pouvant être injectée mais cela augmenterait encore fortement les coûts.

7.2 Scénario station-service H₂

Une station-service H₂ reste aussi une application assez simple. Certaines entreprises, comme ATAWAY basée en France [35], proposent des solutions de production, stockage et distribution tout inclus. Il suffit de brancher la station au réseau électrique et d'eau potable.



Figure 18 : Station-service hydrogène d'ATAWEY

Néanmoins, ces stations considèrent que la production d'hydrogène se fait toute l'année. Le stockage disponible n'est donc pas suffisant pour un stockage saisonnier.

Ces stations permettent toutefois d'avoir un ordre d'idée sur les prix, tout en sachant qu'il faudra rajouter un module de stockage.

7.2.1 Investissements

Selon une offre faite par ATAWAY (annexe 10), il faut compter environ 250'000 € (\cong 275'000 CHF) pour alimenter 5 à 10 voitures, installation et livraison non comprises.

Nous l'avons vu précédemment, 5.5 m³ d'hydrogène à 700 bars doivent être stockés, soit une énergie de 11'550 kWh. Le stockage disponible dans ces modules est de 14 kg d'hydrogène (annexe 11) soit 156 Nm³ ou 468 kWh. Le stockage supplémentaire nécessaire est donc d'environ 11'000 kWh.

Avec un coût de stockage à 700 bars de 13\$/kWh [36], l'investissement nécessaire pour le stockage est de 136'00 \$ \cong 133'000 CHF [31].

En considérant que les coûts d'installation et d'ingénierie sont à 23% du CAPEX [30], le montant de l'investissement se monte à :

$23\% * (275'000 \text{ CHF} + 136'000 \text{ CHF}) + 275'000 \text{ CHF} + 136'000 \text{ CHF} \cong \text{CHF } 505'000. -$

À cela s'ajoute encore l'achat du véhicule qui se monte à CHF 67'000.- pour obtenir un investissement total de **572'000 CHF.**

7.2.2 Coûts de fonctionnement

Les coûts d'entretien étant mentionnés par ATAWAY comme faibles, ils sont ici négligés.

Comme vu au chapitre 6.2.4, les besoins en énergie pour le fonctionnement de l'électrolyseur et pour la compression sont de $500 \text{ kWh} * 52 = 26'000 \text{ kWh}$. En considérant le prix de l'électricité à 2 CHF/MWh, le coût annuel en électricité est de **CHF 52.-.**

7.2.3 Revenus et économies

Dans l'hypothèse où la commune investirait dans un tel équipement pour ses propres véhicules communaux, les revenus seraient pour elle nuls, étant en même temps l'utilisateur et le vendeur.

Néanmoins, les pleins d'essence économisés entrent en ligne de compte. Avec un réservoir de 55 litres et en faisant un plein par semaine à 1.5 CHF/l, l'économie annuelle réalisée est de :

$$55 [l] * 52 [semaine] * 1.5 \left[\frac{\text{CHF}}{l} \right] \cong \text{CHF } 4'300. -$$

7.2.4 Bilan

Encore une fois, sans entrer dans les détails, les gains et économies sont beaucoup trop faibles pour compenser l'investissement du début dans un laps de temps raisonnable. Il faudrait une explosion du coût de l'essence pour que cette solution soit intéressante. En effet, c'est avec un taux d'actualisation de 20% par année que cette solution est rentable en moins de 20 ans. Notons qu'autant les calculs de dimensionnement qu'économiques sont basés sur l'hypothèse que la station n'est pas ouverte à la population.

7.3 Scénario pile à combustible pour réseau d'anergie

Les chapitres 6.2.2 et 6.3.2 ont permis de mettre en évidence le potentiel « gas to power » à travers l'alimentation de pompes d'un réseau d'anergie, ainsi que l'utilisation des rejets thermiques pour le réseau. Ces deux points sont combinés pour l'étude économique ci-dessous.

7.3.1 Investissements

En ne prenant pas en compte le stockage de l'hydrogène et en considérant que le prix du stockage à 200 bars est plus faible que celui du stockage à 700 bars, l'estimation suivante peut être réalisée :

Tableau 12 : listes et prix des investissements pour le scénario pile à combustible pour le réseau d'anergie [5][30][37]

-	Unité	Prix / unité	Total [CHF]
Electrolyseur	kW	1'000	310'000
Pile à combustible	kW	3'000	240'000
Stockage Hydrogène 200 bar	kWh	10	4'460'000
Ingénierie et installation [% capex]		23%	1'160'000
Total			6'170'000

L'entreprise POWIDIAN a réalisé une offre, qui se trouve en annexe 12. Cette dernière ayant été demandée et fournie avant les derniers calculs, elle ne représente pas exactement ce cas. Néanmoins, cela permet de confirmer l'ordre de grandeur des prix évoqués ci-dessus. En effet, l'offre de POWIDIAN se monte à 12'500'000 CHF pour :

- Deux électrolyseurs pour une puissance maximale de 114 kW
- Un stockage d'hydrogène 35 kg à 10 bars
- Un stockage d'hydrogène 13'000 kg à 200 bar
- Deux compresseurs
- Deux piles à combustible de 30 kW
- La mise en service
- L'étude pour le dimensionnement
- Les outils de supervision

7.3.2 Coûts de fonctionnement

Les coûts de fonctionnement sont liés à l'électricité consommée par l'électrolyseur, ainsi que l'entretien annuel (1% des CAPEX [30]). Avec une consommation électrique de 22'500 kWh pour le stockage est de 700'000 kWh pour l'électrolyseur et en considérant un coût de l'électricité de 2 CHF/MWh, les coûts annuels suivants sont obtenus :

$$1\% * 6'170'000 [CHF] + 722.5 [MWh] * 2 \left[\frac{CHF}{MWh} \right] \cong CHF 63'. -$$

7.3.3 Gains liés à l'utilisation d'hydrogène

La première source de gain dans cette application est l'énergie électrique économisée. En considérant l'utilisation des rejets thermiques, un nouveau besoin électrique des pompes a été défini (chapitre 6.2.2). Le besoin électrique durant la période de septembre à mai est donc de :

$$74'900 [kWh] + \frac{1}{3} * 30'800 [kWh] + \frac{1}{3} * 78'800 [kWh] + 103'500 [kWh] = 215'000 [kWh]$$

Au tarif 2017 d'EnBAG [38] de 11.18 ct/kWh (tarif bas, hiver), l'économie réalisée annuellement est d'environ **24'000 CHF**

7.3.4 Gains liés aux rejets thermiques

Le deuxième gain économique est lié aux rejets thermiques utilisés. En effet, les pompes fonctionnent à moins grande puissance et consomment donc moins d'énergie. En comparant l'énergie consommée par les pompes avec et sans considération des rejets, on détermine l'économie annuelle réalisée.

Sans rejets thermiques, la consommation annuelle est de 297'200 kWh. Avec, elle est de 288'200 kWh. L'économie réalisée est donc d'environ 9'000 kWh, soit une économie de **CHF 1'000.-**

7.3.5 Bilan

Avec un investissement et des coûts annuels importants, cette solution n'est pas rentable, même sur le long terme. En effet, les gains annuels (25'000 CHF) ne dépassent pas les coûts de fonctionnements (63'000 CHF). Pour que ce soit le cas, avec les coûts actuels, il faudrait que le prix de l'électricité soit supérieur à 29 ct/kWh, soit plus du double du prix actuel.

7.4 Scénario revente de l'hydrogène et de l'oxygène

Le dernier scénario proposé est la revente de l'hydrogène et de l'oxygène produits. En effet, ces deux gaz sont très utilisés dans les industries notamment dans les domaines médicaux et chimiques.

7.4.1 Prix de revente

Premièrement, intéressons-nous aux prix de revente de ces deux gaz. Certaines entreprises sont aujourd'hui spécialisées et livraison de ce type de produit. C'est le cas de CARBAGAS AG qui pratique les prix suivants (annexe 13) :

Tableau 13 : liste des prix de l'hydrogène et l'oxygène vendus chez CARBAGAS

Volume [l]	H2		O2	
	Prix de la bouteille H2 [CHF]	Prix du litre H2 [CHF/l]	Prix de la bouteille O2 [CHF]	Prix du litre O2 [CHF/l]
50	88.20	1.76	53.90	1.08
30	79.20	2.64	46.20	1.54
10	51.60	5.16	37.80	3.78
4	51.60	12.90	32.80	8.20
Moyenne	-	5.62	-	3.65

Pour la suite, le prix du litre considéré est le prix moyen par litre soit de **CHF 5.60** pour l'hydrogène et **CHF 3.65** pour l'oxygène.

7.4.2 Optimisation de la taille de l'électrolyseur et retour sur investissement

Le potentiel de production de ces gaz n'étant en tous les cas pas exploité à son maximum, il faut déterminer la taille de l'électrolyseur la plus adaptée pour cette application, c'est-à-dire celle qui permet d'avoir un retour sur investissement le plus court possible.

Pour avoir un ordre de grandeur, trois simulations sont faites avec des tailles d'électrolyseur de 10 kW, 100 kW et 1 MW. Les masses volumiques considérées sont de 89.9 g/Nm³ pour l'hydrogène et de 1'427 g/Nm³ pour l'oxygène. Les tableaux des productions en détail se trouvent en annexe 14.

En ne s'intéressant qu'à l'investissement de l'électrolyseur à 1'000 CHF/kW (les coûts liés au stockage sont ici trop complexes, car il faudrait compter l'achat des bouteilles qui seraient retournées par la suite plus la compression plus la distribution à l'aide de camions), les résultats suivants sont obtenus :

Tableau 14 : comparaison des trois puissances d'électrolyseur considérées et détermination du retour sur investissement (ROI)

P électrolyseur [kW]	H2 à 200 bar produit [l]	O2 à 200 bar produit [l]	Revente [CHF]	ROI [année]
1'000	235	1'868	8'141	123
100	24	190	828	121
10	2	19	83	120

On remarque donc que la taille de l'électrolyseur ne joue que peu sur le temps de retour sur investissement, beaucoup trop long pour être intéressant.

7.4.3 Bilan

Malgré le temps de retour sur investissement bien trop long, cette application reste intéressante. Pour être rentable dans un laps de temps acceptable (30 ans), le prix de l'électrolyseur devrait être de 250 CHF /kW. La majorité du montant récupéré provient de la vente d'oxygène, bien plus dense que l'hydrogène. De ce fait, il serait intéressant de coupler cette vente d'oxygène avec d'autres applications pour lesquelles l'oxygène ne serait pas nécessaire.

8. Potentiel de production H₂ à l'horizon 2035

8.1 Productions renouvelables

8.1.1 Production hydraulique

Selon EnBAG, le potentiel hydraulique du réseau est déjà quasiment complètement exploité. Les quelques installations potentielles ne représenteraient que de faibles puissances par rapport aux grandes centrales déjà présentes.

Le risque est même inverse. Il est en effet difficile de prévoir aujourd'hui l'évolution du potentiel hydroélectrique à long terme et la production pourrait même baisser (changements climatiques, restrictions sur l'eau potable, etc.). Nous allons donc faire l'hypothèse que la production hydraulique restera stable pour ces prochaines années.

8.1.2 Production photovoltaïque

La situation pour le solaire photovoltaïque est tout autre. En effet, avec la baisse des prix des panneaux et la législation toujours plus stricte, le nombre d'installations photovoltaïque devrait encore fortement augmenter. Une estimation de cette augmentation a été réalisée de la manière suivante :

Tout d'abord, grâce à map.geoadmin.ch et aux adresses des installations existantes, les grandes toitures non équipées de panneaux solaires ont été identifiées. La surface de toit disponible est estimée à 34'800 m² pour 35 installations.



Figure 19 : localisation et taille des grands toits de Gamsen sans installations solaires

Pour trouver la puissance correspondante, on se base sur les grandes installations connues de la commune. 13 installations sont considérées et en relevant leur taille en m² ainsi que leur puissance il est possible de déterminer le ratio de puissance par surface qui se monte à

$$\frac{1'130 \left[\frac{kW}{m^2} \right]}{8'516 \left[\frac{kW}{m^2} \right]} = 0.13 \left[\frac{kW}{m^2} \right]$$

À partir de ce ratio, le potentiel de puissance peut être calculé :

$$P [kW] = 34'800 [m^2] * 0.13 \left[\frac{kW}{m^2} \right] \cong 4'500 [kW]$$

Avec les 3.8 MW déjà installés sur le réseau, la puissance des panneaux photovoltaïques serait de 8.3 MW. Néanmoins, il paraît impossible que la totalité de ces installations soit mise en place d'ici 2035. De ce fait, le potentiel photovoltaïque pour 2035 est estimé à **6 MW**.

8.1.3 Autres productions

À ce jour, aucune autre installation renouvelable n'est prévue. Le site n'est pas propice à la mise en place d'éolienne (cf. Figure 20), et la KVA ne devrait pas augmenter significativement sa production.

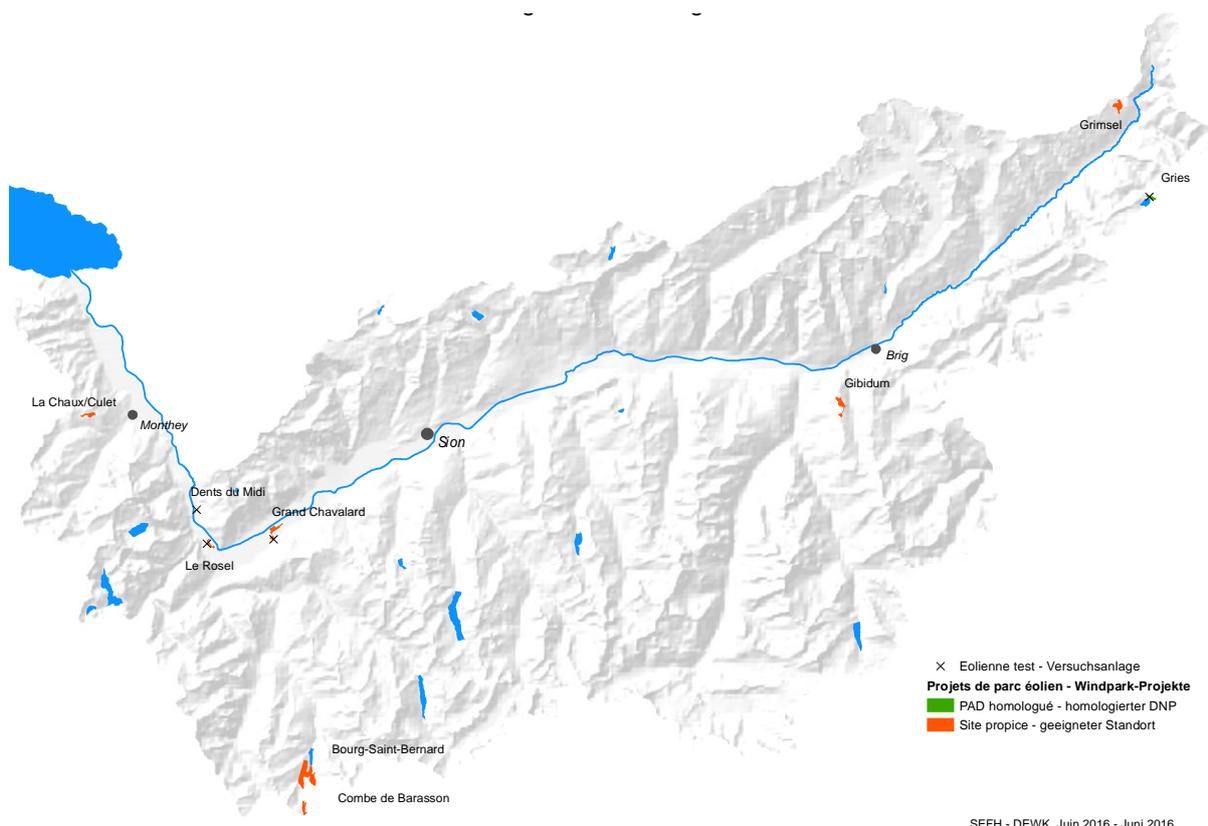
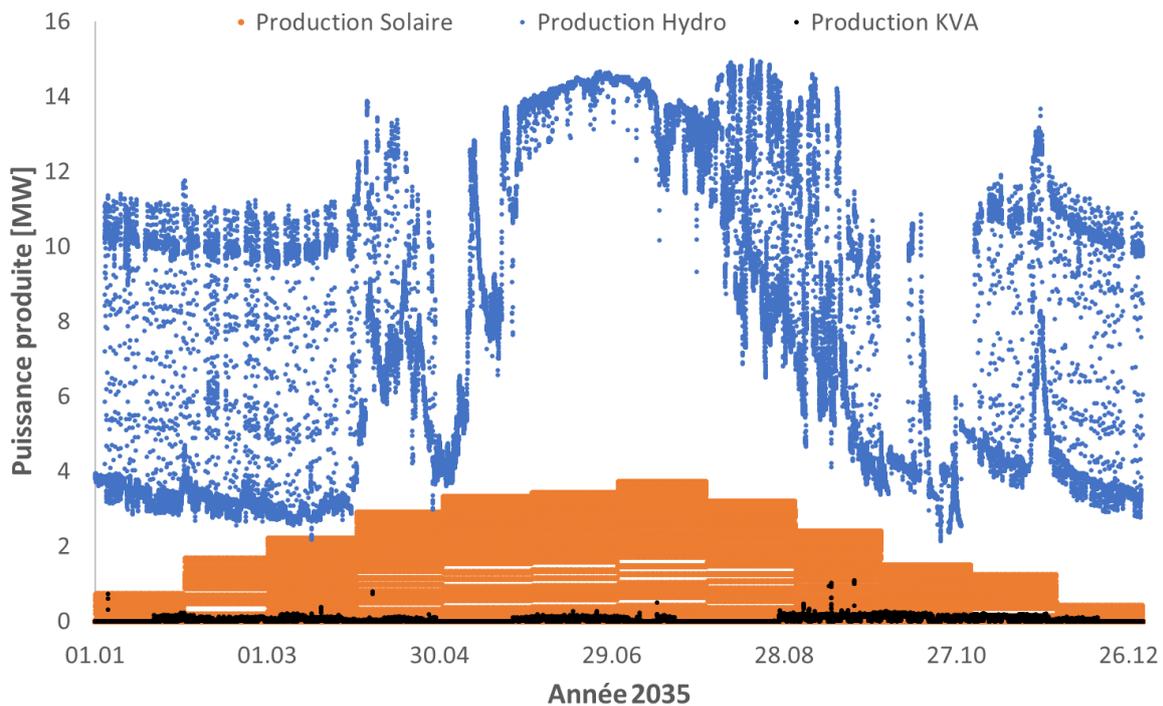


Figure 20 : état du développement de l'énergie éolienne dans le canton du Valais (état juin 2016) [39]

8.2 Bilan

Bien que le potentiel solaire soit important, la majorité de la surproduction électrique sera liée aux centrales hydrauliques (cf. graphique 26). L'augmentation de la production photovoltaïque entrainera peut-être des surproductions journalières, mais ce n'est pas sur cet aspect que devraient se concentrer les installations power-to-gas de la région.

En effet, les projets présentés ci-dessus n'utilisent pas toute l'énergie actuellement disponible pour cause de besoin et de budget. Ainsi, l'augmentation de surproduction n'entraîne pas réellement de potentiel supplémentaire.



Graphique 26 : prévisions des productions solaires, hydrauliques et KVA pour l'année 2035

L'évolution de consommation n'a que peu d'importance ici, car, comme nous l'avons vu, le potentiel power-to-gas n'est pas utilisé à son maximum. Une augmentation de la consommation pourrait diminuer légèrement la durée de fonctionnement du système ou augmenter la fréquence des changements de régime de l'électrolyseur.

9. Recommandations pour la mise en place d'un système

Après avoir analysé plus en détail plusieurs moyens d'utiliser l'hydrogène produit, il paraît évident que, malgré le fort potentiel du réseau, les projets power-to-gas ne sont pas encore rentables.

En effet, plusieurs applications ont des coûts annuels plus élevés que les coûts d'entretien et il est impossible d'obtenir un retour sur investissement. Pour les autres, les gains sont tellement faibles qu'il faudrait un temps supérieur à cent ans pour y parvenir.

Actuellement, les communes de Brig-Glis et Ried-Brig n'ont pas d'intérêt économique de mettre en place un système de power-to-gas. Cela peut néanmoins être fait, à perte, comme démonstrateur ou projet de recherche. Si cela était la volonté de ces collectivités, l'application la plus simple à mettre en place serait la distribution d'hydrogène pour des véhicules communaux qui demanderait malgré tout un volume de stockage important.

La conclusion est la même en ce qui concerne l'utilisation d'une pile à combustible et des rejets de chaleurs pour un réseau d'énergie. La solution n'est pour le moment pas intéressante, mais permettrait à Lauber Iwisa de mettre en place une technologie innovante.

10. Conclusion

Les communes de Brig-Glis et de Ried-Brig jouissent d'une production renouvelable importante avec les 73.8 GWh d'hydroélectricité, 4.1 GWh de solaire et 0.5 GWh pour le KVA. Malgré une consommation électrique de 99.4 GWh, il existe un potentiel de production d'hydrogène. En effet, la surproduction ininterrompue du 31 mai jusqu'au 13 août permet une production théorique de 2.6 millions de Nm³ d'hydrogène grâce à un électrolyseur de 8 MW.

Plusieurs applications liées au power-to-gas ont été analysées et dimensionnées. C'est le cas de l'injection dans le réseau de gaz naturel (avec et sans méthanation), l'utilisation pour une pile à combustible alimentant les pompes d'un réseau d'énergie ou servant de backup d'urgence pour des sites sensibles et de la distribution d'hydrogène pour des véhicules communaux via une station-service. Les dérivées de ces applications, soient la revente de l'oxygène et l'utilisation des rejets thermiques ont permis d'affiner l'analyse.

Malgré ce fort potentiel et les applications techniquement viables, aucune solution rentable n'a pu être déterminée.

En effet, le réseau de gaz présent à Gamsen n'est pas assez important pour permettre l'injection de grandes quantités d'hydrogène, limitée par la législation suisse.

La distribution d'hydrogène pour des véhicules communaux pourrait être une solution intéressante si la production pouvait avoir lieu toute l'année, ce qui n'est pas le cas ici. Le stockage nécessaire est trop onéreux pour permettre la rentabilité du projet.

L'utilisation de pile à combustible pour alimenter les pompes d'un réseau d'énergie, ainsi que la récupération des rejets thermiques permettrait une solution intelligente du surplus de production. Mais encore une fois, les gains financiers sont trop faibles pour que cette solution soit mise en place.

Enfin, la revente d'hydrogène et d'oxygène créés par électrolyse n'entraîne pas un gain suffisant pour rendre la solution seule intéressante.

Néanmoins, les coûts d'investissements devraient petit à petit diminuer avec le développement des technologies. De plus, les revenus sont très liés au coût de l'électricité et/ou du gaz naturel qui devrait augmenter ces prochaines années, tout comme la taxe sur le CO₂. De plus, le volet économique n'est pas le seul aspect à prendre en compte. L'utilisation de power-to-gas permet en effet la diminution de rejet de gaz carbonique et une indépendance énergétique accrue. De plus, fait qui n'est pour le moment pas profitable le réseau considéré, mais qui pourrait apparaître ces prochaines années, la production d'hydrogène permet de lisser les pics de productions sur le réseau et donc de diminuer les congestions.

Ce potentiel est donc à garder en tête, car les installations power-to-gas pourraient dans les 10 prochaines années atteindre le seuil de rentabilité et devenir intéressante pour Brig-Glis, Ried-Brig et Lauber-Iwisa.

11. Sources

- [1] Confédération suisse, *Population résidante permanente et non permanente selon les niveaux géographiques institutionnels, le sexe, la nationalité et l'âge*, 2015, Suisse https://www.pxweb.bfs.admin.ch/Selection.aspx?px_language=fr&px_db=px-x-0102010000_101&px_tableid=px-x-0102010000_101\px-x-0102010000_101.px&px_type=PX
- [2] Confédération suisse, 2017, Suisse, <https://map.geo.admin.ch>
- [3] Jason Moore & Bahman Shabani, *A Critical Study of Stationary Energy Storage Policies in Australia in an International Context: The Role of Hydrogen and Battery Technologies*, 2016, Australia
- [4] Air liquide, *L'hydrogène en chiffres*, 2008, France, <http://www.planete-hydrogene.com/fr/lhydrogene/lhydrogene-en-chiffres.html>
- [5] Méziane Boudellal, *Le power-to-gas Stockage de l'électricité d'origine renouvelable*, 2016, France
- [6] Alfredo Ursua, Luis M. Gandia & Pablo Sanchis, *Hydrogen Production From Water Electrolysis : Current Status and Futur Trends*, 2012, Espagne,
- [7] HES-SO, Didier Forclaz & David Martinet, 2017, Suisse
- [8] EnBAG, données 2016
- [9] Winsun, 2017, Suisse, <http://winsun.ch/referenzen-wallis/#section-Bezirk%20Brig>
- [10] Lauber Iwisa AG, *Masterplan zur nachhaltigen Energieversorgung Brig-Glis & Naters, Energiebedarf Brig-Glis Szenario 2*, 2008, Suisse
- [11] OFEN, *Statistique globale suisse de l'énergie 2016*, 2017
- [12] SIEMENS, *P2G par électrolyse – une solution de stockage flexible*, 2016, Suisse, <https://www.powertage.ch/-/media/powertage/Documents/Referate/2016/Dienstag/Frazoesisch/12fDirkSchoenbergerPowertoGasdurchElektrolyse.pdf?la=fr-CH>
- [13] Projet GRHYD, GDF Suez, 2014, France, <https://www.engie.com/wp-content/uploads/2014/01/dossier-de-presse-gestion-des-reseaux-par-injection-dhydrogene-pour-decarboner-les-energies-grhyd-janvier-2014.pdf>
- [14] EnBAG, 2017, Suisse, <https://www.enbag.ch/erdgas/erdgasnetz/>

- [15] Association française pour l'hydrogène et les piles à combustibles, *Les données de base physico-chimique sur l'hydrogène*, 2013, France http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/fiche_1.2_donnees_physicochimiques_rev.mars_2013.pdf
- [16] négaWatt, Marc Jedliczka, *Un modèle d'approche systémique de la transition énergétique : la méthanation*, 2014, France, <http://www.global-chance.org/IMG/pdf/gc36p10-17.pdf>
- [17] AFHYPAC, La pile à combustible de type PEM, 2016, France, <http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%205.2.2%20-PEMFC%20revjuin%202016ThA.pdf>
- [18] Maxicours, *Cours de physique-chimie – Piles à combustibles*, consulté en août 2017, France, <http://www.maxicours.com/se/fiche/2/0/390820.html>
- [19] Entretien téléphonique Cyril André & Swiss Hydrogen, juillet 2017
- [20] Air liquide, *La pile à combustible – ses avantages*, 2008, France, <http://www.planete-hydrogene.com/fr/lhydrogene-energie/pile-a-combustible/ses-avantages.html>
- [21] Californiahydrogen, *Fuel Cells and Hospitals Applications*, consulté en juillet 2017, USA, <http://californiahydrogen.org/sites/default/files/Hospitals.pdf>
- [22] H2sys, France, 2017, <https://www.h2sys.fr/fr/>
- [23] Coop, Suisse, 2016. <http://www.coop.ch/fr/groupe-coop/medias/communiqués-de-presse/2016/coop-ouvre-la-premiere-station-service-a-hydrogene-publique-de-suisse.html>
- [24] Hyundai, ix35 Fuel Cell, 2017, <http://www.hyundai.ch/fr/model/ix35-fuel-cell.html>
- [25] Contrepoints, Michel Gay, *L'hydrogène, cet hallucinogène – annexe 1*, 2015, France <https://www.contrepoints.org/wp-content/uploads/2015/07/Lhydrog%C3%A8ne-cet-hallucinog%C3%A8ne-Annexe-1.pdf>
- [26] Le Nouvelliste, Jean-Yves Gabbud, *Le futur visage de l'hôpital de Brigue dévoilé*, 2017, Suisse, <http://www.lenouvelliste.ch/articles/valais/canton/le-futur-visage-de-l-hopital-de-brigue-devoile-542606>
- [27] Clinique de Valère, Tour d'horizon, 2017, Suisse <https://www.cliniquevalere.ch/notre-clinique/tour-dhorizon/>
- [28] Hôpital du Valais, Spitalzentrum Oberwallis, 2016, Suisse http://www.hopitalduvalais.ch/fileadmin/files/hopital/sites/szo/Emfangsbrochuere_Spitalzentrum_Oberwallis_Juni_2016_Web_def_.pdf
- [29] Olivier Raillieres, *Thèse Modélisation et caractérisation de Piles A Combustible et Electrolyseurs PEM*, France, 2011, http://ethesis.inp-toulouse.fr/archive/00001766/01/rallieres_partie_1_sur_3.pdf

- [30] E-CUBE Strategy Consultants, *Analyse du rôle du transport de gaz naturel dans l'économie de l'hydrogène en France*, 2013, France, http://www.grtgaz.com/fileadmin/transition_energetique/documents/hydrogene_et_resea_u_e
- [31] XE Money Transfer, Consulté le 31 juillet 2017, <http://www.xe.com/fr/>
- [32] EnBAG, 2017, Suisse, <https://www.enbag.ch/erdgas/erdgas/>
- [33] Office fédérale de l'environnement, 2016, Suisse, <https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/climat/info-specialistes/politique-climatique/taxe-sur-le-co2/taxe-sur-le-co2-prelevee-sur-les-combustibles.html>
- [34] Energieplus, consulté le 31 juillet 2017, Belgique, <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=15568#c9709>
- [35] ATAWHEY, 2017, France, <http://atawey.com/>
- [36] Brian D. James, Strategic Analysis Inc. , 2015 DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Review – Hydrogen Storage Cost Analysis, 2015, USA, https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review15/st100_james_2015_o.pdf
- [37] Battelle Memorial Institute, *100 and 250 Kw Fuel Cell Systems for Primary Power and Combined heat and Power Applications*, 2016, USA, https://energy.gov/sites/prod/files/2016/07/f33/fcto_battelle_mfg_cost_analysis_pp_chp_fc_systems.pdf
- [38] EnBAG, 2017, Suisse, <https://www.enbag.ch/strompreise/>
- [39] Service de l'énergie et des forces hydrauliques du canton du Valais, *énergie éolienne*, 2016, Suisse, <https://www.vs.ch/web/sefh/energie-eolienne>

13. Annexes

13.1 Datasheet de l'électrolyseur utilisé en laboratoire



Giner Inc,
G5 Water
Electrolyzers

	<u>Models</u>		
	<u>G5-450</u>	<u>G5-900</u>	<u>G5-1800</u>
Electrolysis cells	1	2	4
Hydrogen production (std cc/min)	45 – 450	90 – 900	180 - 1800
Oxygen production (std cc/min)	22 – 220	45 – 450	90 - 900
Current (A)	6 – 60	6 – 60	6 - 60
Operating voltage at 40 A (Nominal)	2 V	4 V	8 V
Hydrogen output pressure (max)	20 barg (300 psig)	20 barg (300 psig)	20 barg (300 psig)
Oxygen output pressure (nominal)	Ambient	Ambient	Ambient
Operating temperature	20 - 55°C	20 - 55°C	20 - 55°C
Mass (kg)	3	3	3
Price	\$1825	\$2840	\$4850

Giner Inc · 89 Rumford Avenue · Newton, MA 02466
Tel: 781-529-0500 Fax: 781-893-6470
www.ginerinc.com

SPECIFICATIONS (REV 10-31-13)
EHP-0050-02-5001 Water Electrolyzer Stack

Description
Number of Cells: One cell (suffix -001) to xxx cells (suffix -xxx)

Active Area
50cm²/cell (nominal)

Dimensions
135 mm W x 135 mm D x H (see table below)
(5.3 " W x 5.3" D x H)

Weight
See table below.

Bolt Torque
115 +/- 5 in-lb

Fitting Torque
55 +/- 2 in-lb

UNITS	1 CELL	2 CELLS	3 CELLS	4 CELLS
ITEM #	85	88	92	95
Height, H (mm)	3.3	3.4	3.6	3.7
Height, H (inches)				
Mass, M (kg)	2.6	2.9	3.2	3.5
Mass, M (lbm)	5.7	5.9	7.0	7.6

Connections:
Electrical: NEG: Two M5-0.8x5 threaded holes on top face of fluid end plate
POS: 4.95 mm (0.2") dia. through hole on both current collector tabs

Water Inlet
¼ Tube x 1/8 NPT on Stack (shipped with plug)

Oxygen Outlet
¼ Tube x 1/8 NPT on Stack (shipped with plug)

Hydrogen Outlet
(2) ¼ Tube x 1/8 NPT on Stack (shipped with plugs)

Ambient/Storage Conditions:
Temperature: 5 °C < T < 60 °C (41 °F < T < 140 °F)
Pressure: 0.1 < P < 1 atm

Store stack with deionized water on BOTH anode and cathode sides. Replenish as needed (see Specification Note 5).

Operating Conditions:
Temperature: 5 to 40 °C (41 to 104 °F); not to exceed 45 °C (113 °F) at outlet

Anode Inlet Pressure
0 - 2.07 MPa gauge (0 - 300 psig)

Cathode (hydrogen) Pressure
(cathode pressure must remain above anode pressure under all conditions including startup and shutdown)
0 - 2.07 MPa gauge (0 - 300 psig)

Water Quality
> 10MG-cm, TOC < 30 ppb

Water Flow Rate
100 ml/min/cell < flowrate < 500 ml/min/cell

Performance:
Current
40 amps nominal (20 amps per each of 2 tabs on current collector)
60 amps max. (30 amps per each of 2 tabs on current collector)

Hydrogen Production
300 sccm/cell (25 °C, 1 atm) 24.8 mg/min nominal
450 sccm/cell (25 °C, 1 atm) 37.3 mg/min maximum
278 Nccm/cell (0 °C, 101.3 kPa) 24.8 mg/min nominal
417 Nccm/cell (0 °C, 101.3 kPa) 37.3 mg/min maximum

Oxygen Production
150 sccm/cell (25 °C, 1 atm) 198 mg/min nominal
225 sccm/cell (25 °C, 1 atm) 298 mg/min maximum

Voltage
< 2.1 volts/cell at start of life (at nominal current, ambient pressure and 30 °C)
< 2.6 volts at end of life (outlet temperature)

Power Supply Requirements:
Voltage ripple not to exceed 10% peak-peak RMS
Stack discharge time > 8 hours

SPECIFICATION NOTES:

- Product gases must be evacuated from stack on shutdown.
- Stack should be at true open circuit on shutdown or a diode provided to minimize driven currents.
- Personnel should be alerted that stack remains at high voltage potential even when off. When working near or around stack, suitable precautions should be taken.
- Water flow should start prior to application of current and should remain on after shutdown until temperature is reduced to near ambient or for two minutes, whichever is longer.
- The operator must hydrate the stack by filling the oxygen and hydrogen ports with clean, de-ionized water that meets the quality requirements delineated in this Installation Drawing. This is to be conducted (i) upon delivery of the stack or prolonged periods of non-use, and (ii) every three (3) months afterward.

Specifications may change at any time without notice.

DRAWING NOTES:

- SHEET 1 HAS OVERALL STACK DIMENSIONS.
- SHEET 2 HAS LEFT, FRONT, RIGHT, TOP AND ISOMETRIC VIEWS, AS WELL AS MOUNTING POINTS.
- SHEET 3 DETAILS FLUID INTERFACES.
- SHEET 4 LOCATES ELECTRICAL INTERFACES.
- SHEET 5 (THIS SHEET) CONTAINS STACK SPECIFICATIONS.
- THE END OF THE STACK WITH FLUID FITTINGS IS THE NEGATIVE END OF THE STACK. TWO M5-0.8 THREADED HOLES ARE PROVIDED TO CONNECT TO POWER SUPPLY. BOTH HOLES SHOULD BE USED.
- THE END OF THE STACK WITHOUT FLUID FITTINGS (BOTTOM SIDE AS SHOWN HERE) IS THE POSITIVE END OF THE STACK. BOTH TABS ON THE POSITIVE CURRENT COLLECTOR SHOULD BE USED.

PROPRIETARY AND CONFIDENTIAL
Giner, Inc.

SCALE: 1:15 WEIGHT: SHEET 1 OF 5





9.0 Notes for System Integrators

9.1 Electrical Circuitry

The possibility of electricity being generated by the electrolyzer stack (i.e. from hydrogen and oxygen gas remaining in the stack during shut down) must be reliably excluded. This can be achieved by means of, for example, a Schottky diode with a through voltage that is 0.5V rated to a load current that is as high as possible. In addition, it is recommended that the electrolyzer stack is isolated electrically with a suitable relay when power is removed.

9.2 Minimal System Configuration

The minimal system configuration for operating the electrolyzer stack is shown in **Figure 5**. The user must abide by the electrolyzer operating conditions, see Section 6.0 for further detail.

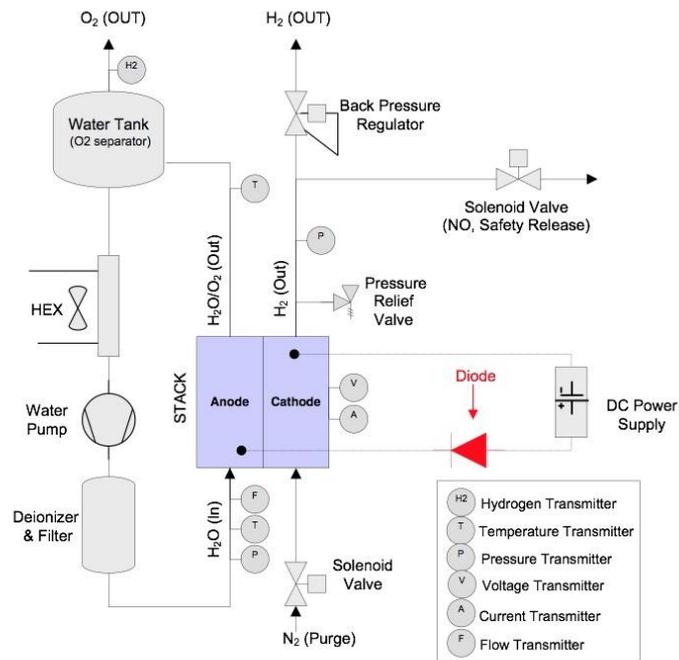


Figure 5. Minimal System Configuration for Operating the Electrolyzer Stack

13.2 Norme G18



Table des matières

6.2 Caractéristiques de la composition du gaz

Les caractéristiques de combustion des gaz doivent correspondre aux valeurs contenues dans le tableau 1 ci-après.

Définition		Abréviation	Unité	Limite inférieure	Limite supérieure
Pouvoir calorifique supérieur		$H_{s,n}$	kWh/m ³	10,6	13,1
Densité relative		d_n	–	0,55	0,70
Indice de méthane		NM	–	70	–
Indice de Wobbe	Etendue d'échelle	$W_{s,n}$	kWh/m ³	13,3	15,7
	Valeur nominale		kWh/m ³	définie par l'exploitant du réseau dans l'étendue d'échelle (limite inférieure – supérieure)	
	Plage de fluctuation par rapport à la valeur nominale		kWh/m ³	-1,4	0,7

Tab. 1 Caractéristiques de combustion

Toutes les indications sont données pour un volume normal $V_n = 1 \text{ m}^3$, à la température 0 °C (273,15 K), la pression absolue 1013,25 mbar et à l'état sec.

Les concentrations en composants du gaz et en matières résiduelles doivent correspondre au tableau 2 figurant ci-dessous :

Composants du gaz	Abréviation	Unité	Limite supérieure
Hydrocarbure	C_mH_n	°C	Point de rosée (fonction de la température du sol pour chaque pression de conduite)
Eau	H_2O	°C	Point de rosée (fonction de la température du sol pour chaque pression de conduite)
Concentration d'hydrogène	H_2	Mol-%	2
Oxygène	O_2	Mol-%	3
Monoxyde de carbone	CO	Mol-%	3
Teneur en soufre à l'état non odorisé	S	mg/m ³	30
Brouillard, poussières	–	–	Techniquement apte à l'usage
Complément de l'odorisation	Voir G11		

Tab. 2 Composants du gaz

Se basant sur une appréciation de la sécurité sous l'angle de la technique, ces valeurs concernant la teneur en constituants gazeux ou de substances associées peuvent être retirées de façon permanente ou temporaire.

13.3 Mail de la SSIGE concernant l'injection directe d'hydrogène

De: Wicht Martial <m.wicht@ssige.ch>
Objet: RE: Injection hydrogène dans le réseau de gaz
Date: 15 août 2017 à 12:39:56 UTC+2
À: Noémie Mayor <noemie.mayor@students.hevs.ch>, "info SSIGE" <info@ssige.ch>

Bonjour Madame,

Voir ci-dessous
Bonne chance pour vos travaux

Bien cordialement

Martial Wicht

Société Suisse de l'Industrie du Gaz et des Eaux SSIGE
Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW
Bureau romand
Ch. de Mornex 3
1003 Lausanne
+41 (0)21 310 48 60 (Centrale)
+41 (0)21 310 48 63 (Direct)
+41 (0)79 3336709 (Mobile)
+41 (0)21 310 48 61 (Fax)
m.wicht@ssige.ch
<http://www.ssige.ch>

De : Noémie Mayor [<mailto:noemie.mayor@students.hevs.ch>]
Envoyé : Dienstag, 18. Juli 2017 14:55
À : info SSIGE <info@ssige.ch>
Objet : Injection hydrogène dans le réseau de gaz

Bonjour,

Je réalise actuellement mon travail de bachelor sur le thème du power 2 gas. La limite d'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel est actuellement fixée à 4%.

En Suisse la limite est fixée, selon la G18 à 2%.

Je souhaiterais savoir quelles sont les raisons de cette limitation lorsque d'autres pays voisins autorisent jusqu'à 12% d'hydrogène.

Ce sont des choix notamment liés à la sensibilité des consommateurs. Une forte présence de l'hydrogène modifie la caractéristique du gaz naturel et par conséquent les système consommateurs doivent être ajustés. D'autre part, le gaz naturel est aussi utilisé comme carburant et dans ce domaine ce sont les fabricants automobiles qui fixe les règles. La Suisse a choisi la voie de la prudence. En France, il est question de 6%, en Pologne de 20%.

Existents-ils des bases scientifiques ? Est-ce une limite basse fixée en attendant des résultats précis (par exemple le projet GRHYD en France) ? La législation est-elle amenée à changer ces prochaines années ?

Les gaziers suisses vont suivre le mouvement. Toutefois, lorsqu'il y aura effectivement 2% d'hydrogène renouvelable dans les réseaux, la réglementation aura certainement évoluée.

La DVGW – Allemagne – est d'avis que 10% seraient acceptables L'objectif de l'industrie gazière est distribuer 30% d'énergie renouvelable d'ici 2030.

Je vous remercie d'avance pour votre réponse et vous souhaite une excellente fin de journée

Noémie Mayor

12.4 Données de consommations d'une pompe sur la nappe phréatique

Bezugsperiode 01.01.2017 - 31.03.2017
 Rechnungsdatum 20.04.2017
 Kundennummer 21'132
 Kundenberater/in Schmid Stephan
 +41 (27) 9224564

Abrechnung

Objekt: Pumpenhaus Anergienetz Lötschgraben

Beschreibung	Menge	Einheit	Betr
Energielieferung iischi hydro	8'519	kWh	
Netznutzung	8'519	kWh	
Abgaben an Bund und Gemeinde			

Bezugsperiode 06.04.2016 - 30.06.2016
 Rechnungsdatum 20.10.2016
 Kundennummer 21'132
 Kundenberater/in Schmid Stephan
 +41 (27) 9224564

Abrechnung

Objekt: Pumpenhaus Anergienetz Lötschgraben,

Beschreibung	Menge	Einheit	Betr
- Energielieferung iischi hydro	3'384	kWh	
- Netznutzung	3'384	kWh	
Abgaben an Bund und Gemeinde			

Bezugsperiode 01.07.2016 - 30.09.2016
 Rechnungsdatum 20.10.2016
 Kundennummer 21'132
 Kundenberater/in Schmid Stephan
 +41 (27) 9224564

Abrechnung

Objekt: Pumpenhaus Anergienetz Lötschgrat

Beschreibung	Menge	Einheit
Energielieferung iischi hydro	8'680	kWh
Netznutzung	8'680	kWh
Abgaben an Bund und Gemeinde		

Bezugsperiode 01.10.2016 - 31.12.2016
 Rechnungsdatum 11.01.2017
 Kundennummer 21'132
 Kundenberater/in Brunner Diana
 +41 (27) 9224587

Abrechnung

Objekt: Pumpenhaus Anergienetz Lötschgrat

Beschreibung	Menge	Einheit
Energielieferung iischi hydro	11'693	kWh
Netznutzung	11'693	kWh
Abgaben an Bund und Gemeinde		

12.5 Temps de fonctionnement des pompes du réseau d'anergie

De: Kuchler Fabien <fabien.kuchler@lauber-iwisa.ch>
Objet: AW: Schéma pompes
Date: 20 juillet 2017 à 10:59:40 UTC+2
À: Noémie Mayor <noemie.mayor@students.hevs.ch>

Hello,

Tu as les pompes de la nappe, et à ce jour, vu la demande faible, il n'y a qu'une seule pompe qui tourne, et il n'y a pas d'alternance. Le chiffre de 1000 heures est sûrement correct mais parce que le réseau n'est pas entièrement connecté. A puissance max raccordée, il dimensionne généralement entre 4000 et 5000 heures de fonctionnement avec les deux pompes enclenchées.

Bonne journée

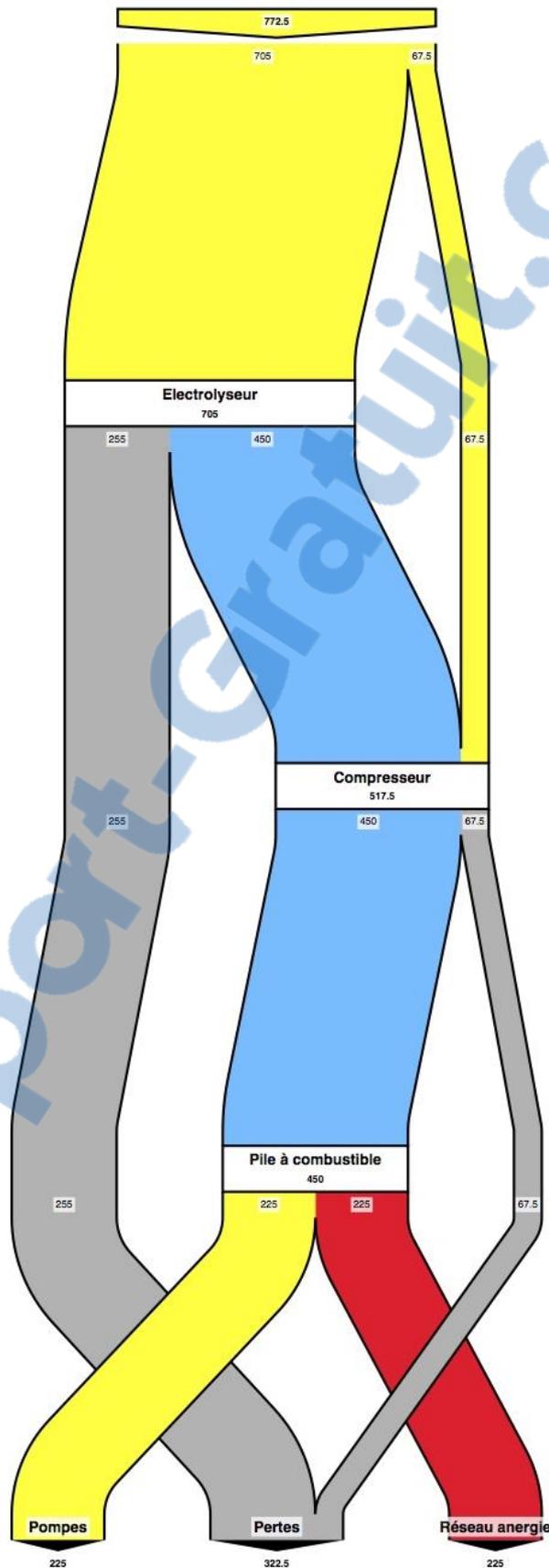
Lauber IWISA AG

Fabien Kuchler | Projektleiter
FH Systemtechnik Ingenieur
Kehrstrasse 14, 3904 Naters
Telefon 027 922 77 90
Empfang 027 922 77 77
Mobil 079 544 94 26

www.lauber-iwisa.ch

Besuchen Sie uns auf Facebook: www.facebook.com/lauberiwisaag
Folgen Sie uns auf Twitter: www.twitter.com/lauberiwisaag

12.6 Diagramme de Sankey de la solution pile à combustible pour réseau d'énergie



12.7 Consommation d'oxygène de la clinique de Valère

De: Kuchler Benoît <bkuchler@cliniquevalere.ch>
Objet: RE: Help travail de bachelor
Date: 24 juillet 2017 à 16:20:04 UTC+2
À: Noémie Mayor <noemie.mayor@students.hevs.ch>

Hello,

Voici quelques infos pour la Clinique de Valère :

- Notre fournisseur en O₂ (Conoxia) est la maison PanGaz.
- Notre consommation annuelle est d'environ 27'000 litres (chiffre 2016) – difficile d'aller plus dans le détail sauf si tu veux une moyenne... et encore.
- L'oxygène médicale est de l'oxygène pure à 100%
- Pression de la bouteille : 200 bar

Tu peux toujours m'appeler si besoin.

12.8 Datasheet bouteille d'oxygène médicale

PanGas AG
Siège principal
Industriepark 10
CH-6252 Dagmersellen

Téléphone 0844 800 300
Fax 0844 800 301
E-Mail contact@pangas.ch
Internet www.pangas.ch



CONOXIA[®], O₂ med., 300 bar (gazeux, comprimé) médicament

Qualités	CONOXIA [®]				
Type de gaz (ancien N° d'article)	10006 (022)				
Minor Code	0101				
Composition	L'oxygène médicinal, pur				
Pureté, % de vol.	O ₂ ≥ 99,5				
Impuretés, en ppm	CO ₂	≤	300		
	CO	≤	5		
	H ₂ O	≤	67		
	*)				
Les indications sont à comprendre comme des litres volumiques pour des gaz parfaits (litres en moles)					
Modes de livraison (Réceptifs usuels)	Bouteilles en carbone composite, pression de remplissage 300 bar (15 °C)				
	Vol. géom. Litres	Diamètre mm	Mesures et poids approximatifs Hauteur mm Poids brut kg		Numéro d'immatriculation pour médicament
	2	103	435	3	56414 011
	3	114	57574 002	4.1	56414 012
Marquages	Marquage en couleur (ogive)		blanc pur, RAL 9010		
	Marquage en couleur (corps)		blanc pur, RAL 9010		
	Étiquettes		sorte de gaz, étiquette de qualité, n° de charge/échéance		
	Code barre		✓		
Raccord de la valve		vanne intégrée			
Autres qualités et réceptifs	CONOXIA [®] , O ₂ med., 200 bar, gazeux, comprimé		✓		
	CONOXIA [®] , O ₂ med., liquéfié à très basse température		✓		

*) La fabrication est effectuée conformément aux exigences PIC resp. des GMP.
Le produit est conforme avec Ph.Eur (version actuelle)

12.10 Offre ATAWEY pour station-service pour véhicule à hydrogène

De: Geoffroy Ville <g.ville@atawey.com>
Objet: RE: CLIENT : Projet power2gas en Suisse
Date: 31 juillet 2017 à 12:11:18 UTC+2
À: 'Noémie Mayor' <noemie.mayor@students.hevs.ch>

Bonjour Mme Mayor,

Comme discuté la semaine passée vous trouverez en pièce jointe 2 présentations ainsi que des photos de certaines de nos réalisations :

- Présentation de nos stations de recharge H2 + photo d'une station de recharge voiture (pour alimenter 1 à 5 voitures selon usage). à Il faut compter 250 k€ pour ce type de station qui inclue la partie production d'hydrogène via électrolyse de l'eau (hors livraison et installation).
- Présentation de notre offre pour le stockage d'énergie sous forme d'hydrogène (pour stockage long terme et autonomie énergétique) + une photo d'une réalisation faite pour une antenne relais télécom de l'un de nos client. à Ce type de solutions sont des produits sur mesure en fonction du besoin du client. Le budget va dépendre de la solution à faire pour le client, mais il faut généralement compter > 150 k€.

Je crois que vous finissez votre stage dans peu de temps, je serais intéressé pour poursuivre les échanges avec la collectivité. Pourriez-vous me mettre en relation avec la personne en charge des projets hydrogène svp ?

Par ailleurs si vous le souhaitez, votre collectivité est la bienvenue dans nos locaux pour échanger sur vos projets et voir nos produits (nous sommes proche de Chambéry).

N'hésitez pas à me contacter si besoin.

Bonne journée,

Geoffroy VILLE

International Business Developer

Mobile: +33 (0)6 77 76 96 63

12.11 Caractéristiques principales des stations-service d'ATAWEY

Juillet 2017 // Mobilité H2

Station pour initier des projets de mobilité H2 dans les territoires

TECHNOLOGIE DE PRODUCTION H2	Electrolyse de l'eau non corrosive
PRESSION DE DISTRIBUTION	350 & 700 bar (voiture) et 200 bar (vélo)
CAPACITÉ DE LA STATION	70000 km/an (1kg H2 = 100 km voiture)
STOCK D'HYDROGÈNE	14 kg
TEMPS DE REMPLISSAGE MOYEN	Voiture : 10 minutes / Vélo : 2 minutes
ALIMENTATION EAU	20 litres/jour
DIMENSIONS L x l x H (hors évant)	2,9m x 1,8m x 2,5m
MASSE (indicative)	3500 kg
INTERFACE UTILISATEUR	Ecran tactile / Contrôle d'accès
CERTIFICATION	CE
MONITORING	Détection de défauts et alertes
OPTIONS	<ul style="list-style-type: none"> • Recharge électrique véhicule batterie • Distribution H2 accélérée • Acquisition de données • Pilotage station à distance • Terminal de paiement

Exemple de flotte de véhicules associée :

1. 1 à 5 Renault Kangoo utilitaire
2. 3 Kangoo + 2 véhicules passagers (type ix35 ou Mirai)
3. 1 à 3 véhicules passager



CONFIDENTIEL - Propriété d'Atawey

12.12 Offre de POWIDIAN pour le scénario pile à combustible pour réseau d'énergie



10, rue Jean Perrin
37170 Chambray les Tours

A l'attention de M.me Noémie Mayor

Objet : Offre budgétaire

Projet : Système SAGES pour utilisateur de puissance continue de 45kW à alimenter avec l'énergie renouvelable d'excès stockée pendant les mois d'été et de printemps. La quantité d'énergie totale à fournir et stocker est 197,1MWh par an.

Versailles, vendredi 28 juillet 2017

Madame,

Suite à votre consultation, nous vous prions de trouver ci-dessous notre offre technique et commerciale correspondante à votre demande.

Espérant que cette offre saura retenir votre attention,

Restant à votre disposition pour tous renseignements complémentaires,

Cordialement,

Alberto Carpita
Responsable Commerce International

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------



Le spécialiste du stockage de l'énergie

PROJET : STOCKAGE SAISONNIER

Historique des versions				
Version	Rédacteur	Date	Approbateur	Date

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
+39 3668296035

Page 2 sur 18

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------

SOMMAIRE

SOMMAIRE	3
I. Demande Initiale	5
II. Dimensionnement de la solution	5
II.1 Profil de consommation	5
II.2 Données Environnementales	5
II.3 Résultats de simulation	6
II.3.1 – Production	6
II.3.2 – Stockage	7
II.3.3 – Etage de sortie	8
III. Descriptif technique de la solution	9
III.1 Architecture du système	9
III.2 Source(s) de production	9
III.2.1 Source Système PV	9
III.2.2 Conversion source PV	9
III.3 Dispositifs de stockage	9
III.4 Etage de sortie	11
III.5 Contrôle et supervision	11
III.6 Notices et documentations	12
IV. Prestations	13
IV.1 Formalités administratives	13
IV.2 Etude	13
IV.3 Installation	13
IV.4 Mise en service	13
IV.5 Formation	13
IV.6 Maintenance	14
IV.7 Limites de prestations	14
V. Offre et Conditions Commerciales	15
V.1 Offre Commerciale	15
V.1.1 Fournitures	15
V.1.2 Prestations	Erreur ! Signet non défini.
V.2 Conditions Commerciales particulières	16
Conditions générales de vente	17

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
+39 3668296035

Page 3 sur 18

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------

I. Demande Initiale

Notre offre est basée sur votre demande transmise début 2017.

II. Dimensionnement de la solution

II.1 Profil de consommation

Afin de pouvoir estimer les éléments nécessaires à la réalisation du projet, nous devons adapter la solution aux besoins énergétiques du site.

Le profil de consommation a été établi à partir des données suivantes :

-

II.2 Données Environnementales

Afin de corriger les données de production des sources renouvelables, nos simulations prennent en compte les éléments météorologiques de la base de données de la NASA Surface Meteorology and Energy Database, valeur moyenne de 1983 à 2005.

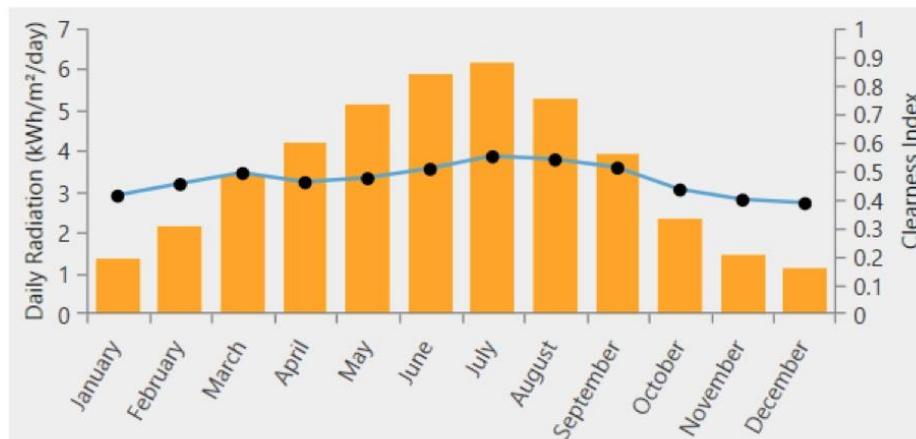


Figure 1: Exemple d'irradiation horizontale moyenne

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
+39 3668296035

Page 5 sur 18

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------



Figure 2: Exemple de Vitesse moyenne du vent à une altitude de 50m



Figure 3: Exemple de Température moyenne sous abri

II. 3 Résultats de simulation

A partir des éléments ci-dessus, nous pouvons prévoir à l'aide de nos logiciels de dimensionnement les éléments nécessaires à la réalisation de la centrale d'alimentation.

II.3.1 – Production

La production primaire d'énergie sera réalisée par les dispositifs suivants :

- Réseau avec 17MW de puissance renouvelable

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
 +39 3668296035

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------

II.3.2 – Stockage

Afin de permettre une disponibilité permanente de l'énergie, deux types de dispositifs de stockage seront mis en place.

Stockage courte durée

Ce dispositif de stockage est dédié la conservation de l'énergie pendant une durée de quelques jours. Il permet de transférer l'énergie produite par les sources en dehors de la présence de celles-ci.

Ce dispositif sera composé de batterie de type Li-Ion.

Stockage longue durée

Afin de pouvoir transférer une partie de l'énergie disponible en excès pendant les mois de majeure production, un dispositif de stockage de longue durée sera prévu.

Ce dispositif de stockage longue durée utilisera l'hydrogène comme vecteur. Celui-ci sera composé de :

- Deux électrolyseurs, pour une consommation maximale de 114 kW.
- Un dispositif de stockage hydrogène gazeux à une pression de 10 bars, pouvant contenir environ 35 kg d'hydrogène.
- Un dispositif de stockage hydrogène gazeux à une pression de 200 bars, pouvant contenir environ 13.000 kg d'hydrogène, avec deux compresseurs.
- Deux piles à combustible d'une puissance de 30 kW chacune pouvant transformer l'hydrogène stocké en électricité.

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
+39 3668296035

Page 7 sur 18

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------

II.3.3 – Etage de sortie

En sortie du dispositif de production/stockage, les éléments ci-dessous seront installés afin de permettre la création du signal réseau 400 V – 50 Hz.

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
+39 3668296035

Page 8 sur 18



Rapport-gratuit.com 
LE NUMERO 1 MONDIAL DU MÉMOIRES

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------

III. Descriptif technique de la solution

III.1 Architecture du système

Le schéma du système sera fourni dans l'offre finale.

III.2 Source de production

III.2.1 Source

Fourni par le client.

III.2.2 Conversion source

Pas nécessaire.

III.3 Dispositifs de stockage

III.3.1 Courte durée

Batteries

Batteries Li-Ios

Conversion

Convertisseurs Siemens.

III.3.2 Longue durée

Electrolyseur

2x Electrolyseur 57kW chacun

Stockage Hydrogène

Stockage hydrogène de basse et haute pression de type métallique sous pression.

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
 +39 3668296035

Page 9 sur 18

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------

● Pile à combustible

2xPAC Powidian-Ballard 30kW

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
+39 3668296035

Page 10 sur 18

 PowiDian POWER IN ALL MERIDIANS	HEVS SUISSE 45KW SAGES	OFFRE POWIDIAN V01	28/07/2017
--	---------------------------	--------------------	------------

III.4 Etage de sortie

Au travers convertisseur Siemens, 400V – 50Hz.

III.4 Conversion de l'énergie

Powidian intègre dans des armoires/containers tous les éléments de conversion de l'énergie du système décrits ci-dessous:

- Convertisseurs DC/DC batterie pour réguler la charge batterie
- Onduleurs AC/DC bidirectionnel triphasé + N
- Le transformateur d'isolement est du type capoté.

III.5 Contrôle et supervision

Gestion de l'énergie

Powidian fournit son master contrôleur qui permet de gérer de façon optimisée et centralisée tous les équipements de la station.

C'est également lui qui gère les différents modes de fonctionnement du système dans son ensemble (mode nominal et modes de repli).

Un dispositif d'arrêt d'urgence est également prévu.

Le dispositif d'arrêt d'urgence est composé :

- D'un bouton coup de poing qui sera installé sur la porte de l'armoire système
- De dispositifs de coupure sur la source d'énergie
- De dispositifs de coupure sur les départs batteries
- D'un dispositif de coupure sur le départ AC des onduleurs
- D'un dispositif de coupure sur le départ pile à combustible

Supervision

Toutes les données locales de la station sont envoyées au serveur centralisé Powidian grâce à une connexion 3G/4G sécurisée et cryptée

L'outil de contrôle et de supervision de Powidian permet donc à distance :

- De collecter et reporter toutes les grandeurs physiques de la station (consommations, production d'énergie, températures, niveau de charge des batteries, niveau d'hydrogène...)

Alberto Carpita
alberto.carpita@powidian.com
+39 3668296035

Page 11 sur 18

12.13 Prix de vente de l'oxygène et de l'hydrogène chez CARBAGAS

De: "MOSEER, Daniela" <daniela.moser@carbagas.ch>
Objet: TR : Travail de bachelor - Prix hydrogène et oxygène
Date: 3 août 2017 à 08:43:58 UTC+2
À: noemie.mayor@students.hevs.ch

Madame,

En bas les prix souhaités. Si vous avez des autres questions n'hésitez pas de nous contacter!
Mes meilleures salutations.

Daniela Moser
Finance, Legal, Insurance

CARBAGAS AG
Hofgut – CH-3073 Gümligen
Tel +41 31 950 51 96
Fax +41 31 950 50 54
daniela.moser@carbagas.ch
www.carbagas.ch

----- Forwarded message -----

From: **Fanny STUCKI** <fanny.stucki@carbagas.ch>
Date: 2017-08-03 8:33 GMT+02:00
Subject: Re: Travail de bachelor - Prix hydrogène et oxygène
To: SMB-Carbagas-Lausanne Info <LausanneInfo.Carbagas@carbagas.ch>
Cc: lausanne.info@carbagas.ch, daniela.moser@carbagas.ch

Bonjour,

Voici les prix de l'Oxygène et de l'Hydrogène avec les différentes grandeurs que nous proposons.

Hydrogène 50 litres: 88.20 Fr.
Hydrogène 30 litres: 79.20 Fr.
Hydrogène 10 litres: 51.60 Fr.
Hydrogène 4 litres : 51.60 Fr.

Oxygène 50 litres: 53.90 Fr.
Oxygène 30 litres: 46.20 Fr.
Oxygène 10 litres: 37.80 Fr.
Oxygène 4 litres: 32.80 Fr.

J'espère avoir répondu à votre question.

12.14 Détails de production d'hydrogène et d'oxygène

12.14.1 Puissance de l'électrolyseur = 10 kW

Période	H2 [Nm3]	O2 [Nm3]	Production H2 [l] Patm	Production o2 [l] Patm
Janvier	0	0	0	0
Février	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0
Mai	688	344	62	491
Juin	1'532	766	138	1'093
Juillet	1'583	791	142	1'129
Août	1'528	764	137	1'090
Septembre	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0
Total	5'331	2'665	479	3'803

Production H2 [l] 200 bar	Production o2 [l] 200 bar	Vente H2 [CHF]	Vente O2 [CHF]	Total vente [CHF]
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	2	2	9	11
1	5	4	20	24
1	6	4	21	25
1	5	4	20	24
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
2	19	13	69	83



12.14.2 Puissance de l'électrolyseur = 100 kW

Période	H2 [Nm3]	O2 [Nm3]	Production H2 [J] Patm	Production o2 [J] Patm
Janvier	0	0	0	0
Février	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0
Mai	6'832	3'416	614	4'875
Juin	15'319	7'660	1'377	10'930
Juillet	15'830	7'915	1'423	11'295
Août	15'266	7'633	1'372	10'892
Septembre	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0
Total	53'247	26'624	4'787	37'992

Production H2 [J] 200 bar	Production o2 [J] 200 bar	Vente H2 [CHF]	Vente O2 [CHF]	Total vente [CHF]
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
3	24	17	89	106
7	55	39	199	238
7	56	40	206	246
7	54	39	199	237
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
24	190	134	693	828



12.14.3 Puissance de l'électrolyseur = 1 M W

Période	H2 [Nm3]	O2 [Nm3]	Production H2 [l] Patm	Production o2 [l] Patm
Janvier	0	0	0	0
Février	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0
Mai	63'020	31'510	5'666	44'965
Juin	152'968	76'484	13'752	109'143
Juillet	158'298	79'149	14'231	112'946
Août	149'464	74'732	13'437	106'642
Septembre	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0
Total	523'750	261'875	47'085	373'696

Production H2 [l] 200 bar	Production o2 [l] 200 bar	Vente H2 [CHF]	Vente O2 [CHF]	Total vente [CHF]
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
28	225	159	821	980
69	546	386	1'992	2'378
71	565	400	2'061	2'461
67	533	377	1'946	2'323
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
0	0	0	0	0
235	1'868	1'322	6'819	8'141