

Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Energies renouvelables

Travail de bachelor Diplôme 2020


Félix Savy

Stockage saisonnier pour l'hôtel Weisshorn

-  *Professeur*
Christoph Ellert
-  *Expert*
Jean-Claude Fischer
-  *Date de la remise du rapport*
14.08.2020

Filière / Studiengang ETE	Année académique / Studienjahr 2019/20	No TD / Nr. DA ER/2020/81
Mandant / Auftraggeber <input type="checkbox"/> HES—SO Valais <input checked="" type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution	Etudiant / Student Félix Savy Professeur / Dozent Christoph Ellert	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire Partnerinstitution
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja ¹ <input checked="" type="checkbox"/> non / nein	Expert / Experte (données complètes)	

Titre / Titel Stockage saisonnier pour l'hôtel Weisshorn
Description / Beschreibung Depuis plus de vingt ans l'hôtel Weisshorn produit son électricité de manière entièrement indépendante du réseau électrique par une génératrice à Diesel et - surtout en été - par une microturbine hydroélectrique de 30 kW. Cette dernière, faisant un surplus d'énergie électrique en été, n'est pas entièrement exploitée en raison du manque de consommateurs en été et du manque d'eau à turbiner en hiver. L'hôtel représente ainsi un biotope isolé typique, caractérisé par un surplus de production estival d'énergies renouvelables ainsi que d'un manque de production durant l'hiver. Le but de ce travail bachelor est de déterminer le besoin de stockage saisonnier et d'identifier les options techniques du power-to-gaz (P2G) disponibles aujourd'hui ou prévues d'arriver sur le marché au cours des prochaines années pour combler ces lacunes. Le dimensionnement de l'option P2G sera complété par la réalisation d'un système P2G avec stockage de H ₂ (options : biogaz, méthanation, H ₂ direct) au laboratoire de la HES-SO Valais-Wallis pour intégrer dans l'analyse technico-économique les paramètres expérimentaux concernant le fonctionnement et la maintenance.
Objectifs / Ziele — Analyse technico-économique et dimensionnement d'un system P2G pour l'hôtel Weisshorn, basé sur les données de génération et consommation en puissance locale au cours de toute l'année. — Evaluer les coûts d'exploitation et de maintenance sur la base de l'expérimentation à l'échelle du laboratoire. — Tests et automatisation du système P2G au laboratoire pour améliorer la maniabilité et la fiabilité.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum Responsable de l'orientation / filière Leiter der Vertiefungsrichtung / Studiengang:  ¹ Etudiant / Student :	Délais / Termine Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags: 25.05.2020 Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation Semaine / Woche 26 (22.06 – 26.06.2020) Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts: 14.08.2020, 12:00 Exposition / Ausstellung der Diplomarbeiten: 28.08.2020 (si autorisé / falls genehmigt) Défense orale / Mündliche Verfechtung: Semaine / Woche 36 (31.08 – 04.09.2020)
---	--

¹ Par sa signature, l'étudiant-e s'engage à respecter strictement la directive DI.1.2.02.07 liée au travail de diplôme.
Durch seine Unterschrift verpflichtet sich der/die Student/in, sich an die Richtlinie DI.1.2.02.07 der Diplomarbeit zu halten.



Stockage saisonnier pour l'hôtel Weisshorn

Diplômant/e Félix Savy

Objectif du projet

Réaliser une analyse technico-économique pour l'implémentation d'un système power-to-gas, destiné à exploiter le surplus d'énergie hydroélectrique de l'été afin de diminuer la consommation de mazout en hiver.

Méthodes | Expériences | Résultats

Le système power-to-gas a été dimensionné en se basant sur les données de mesures de l'hôtel, sur une période allant de 2017 à 2020. Un coût de 520'000 CHF à 875'000 CHF, selon les options de stockage de l'hydrogène, a été estimé pour exploiter un surplus hydroélectrique de 6'500 kWh/an. Cet investissement permettrait une réduction de 760 litres/an de mazout, soit un peu plus de 500 CHF/an. Donc l'important investissement et le bas prix du mazout rendent la rentabilité de l'installation impossible.

D'autres options dans l'optique de réduire la consommation de mazout ont alors été envisagées. Il en résulte qu'une pompe à chaleur semble implémentable sur le site, et permettrait la réduction de plus de 2'900 litres/an de mazout. Une installation photovoltaïque de 11.3 kWc, installée verticalement sous forme de barrière, permettrait de réduire la consommation de 2'400 litres/an. Toutefois, un problème d'instabilité de la fréquence du réseau doit être résolu avant que cette option ne puisse être mise en place. L'implémentation des deux solutions simultanément permettrait l'économie de 5'000 litres/an de mazout, soit 3'350 CHF/an. Un investissement de 100'000 CHF pour les deux solutions serait rentabilisé en 30 ans. La figure ci-dessous résume graphiquement les possibilités de réduction de la consommation de mazout.

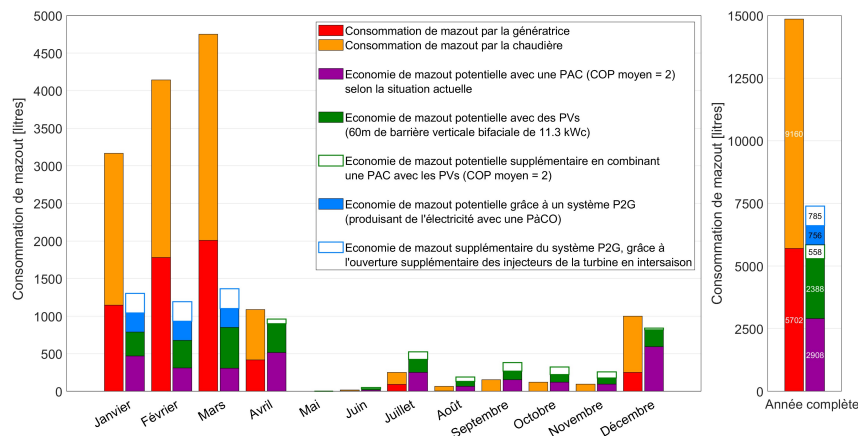
Enfin, un système power-to-gas de laboratoire a été manipulé afin de prendre en main ce type d'installation. L'automatisation partielle du dispositif a été proposée.

Travail de diplôme
| édition 2020 |

Filière
*Energie et techniques
environnementales*

Domaine d'application
Energies renouvelables

Professeur responsable
Christoph Ellert
christoph.ellert@hevs.ch



Consommation actuelle et perspectives de réduction de mazout.

À gauche : potentiel de réduction donné pour chaque mois, pour la mise en place individuelle des solutions

À droite : potentiel de réduction sur l'année complète, pour une installation de tous les systèmes simultanément.

Table des matières

1 INTRODUCTION	5
1.1 PROBLÉMATIQUE	5
1.2 OBJECTIFS	5
2 ETAT DES LIEUX	6
2.1 INSTALLATION TECHNIQUE DE L'HÔTEL.....	6
2.2 ETUDES SUR LE STOCKAGE SAISONNIER DÉJÀ RÉALISÉES	8
2.3 CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE DE L'HÔTEL.....	8
3 ANALYSE DES DONNÉES DE MESURES BRUTES	11
3.1 UTILISATION DE L'ÉLECTRICITÉ	11
3.2 CHAUDIÈRE, RÉSERVOIR MAZOUT ET ACCUMULATEURS D'EAU CHAUDE	15
3.3 TEMPÉRATURES INTÉRIEURES ET EXTÉRIEURES.....	17
3.4 SOLAIRE ET FRÉQUENCES	19
4 ANALYSE TECHNICO-ÉCONOMIQUE POWER-TO-GAS.....	21
4.1 VU D'ENSEMBLE DES SOLUTIONS TECHNIQUES P2G CONNUES.....	21
4.2 POWER-TO-HYDROGEN (P2H)	23
4.2.1 Production d'hydrogène	23
4.2.2 Stockage d'hydrogène	24
4.2.3 Utilisation de l'hydrogène.....	25
4.3 POWER-TO-MÉTHANE (P2M)	26
4.4 POWER-TO-LIQUID (P2L)	27
4.1 DIMENSIONNEMENT P2G HÔTEL	28
4.1.1 Energie à disposition selon l'état actuel	28
4.1.1 Production d'hydrogène selon surplus d'énergie actuelle	29
4.1.2 Hydrogène nécessaire au remplacement de la génératrice	30
4.1.3 Stockage d'hydrogène	31
4.1.4 Potentiel biogaz.....	33
4.1.5 Méthanation.....	35
4.1.6 Solutions retenues pour l'hôtel.....	36
4.1.7 Investissement/rentabilité.....	38
4.2 SYNTHÈSE SYSTÈME P2G	43
5 ANALYSES COMPLÉMENTAIRES POUR L'HÔTEL	44
5.1 GESTION DE LA FRÉQUENCE RÉSEAU	44
5.2 POTENTIEL PHOTOVOLTAÏQUE.....	46
5.3 POMPE À CHALEUR.....	51
5.4 SYNTHÈSE.....	55
6 SYSTÈME P2G DU LABORATOIRE	57
6.1 DESCRIPTION INSTALLATION	57
6.2 MESURES USUELLES.....	58
6.3 AUTOMATISATION ÉLECTROLYSEUR.....	61
6.4 AUTOMATISATION PILE À COMBUSTIBLE.....	63
7 RECOMMANDATIONS/PERSPECTIVES.....	67
8 CONCLUSION	68
9 REMERCIEMENTS	68
10 RÉFÉRENCES	69
ANNEXES.....	71
Annexe 1 : Extrait datasheet brûleur Elios OEN 351 LZ	
Annexe 2 : Datasheet centrale hydroélectrique Ecowatt	
Annexe 3 : Extrait datasheet PAC Vitocal 300-A	
Annexe 4 : Extrait datasheet pile à combustible DuraPEM-W240	
Annexe 5 : Extrait datasheet électrolyseur Giner ELX EHP-PEMI-0050-01-5000-020	

Liste des figures

Figure 1 : Schéma bloc hôtel [3, p. 52]	7
Figure 2 : Graphique des consommations électriques et thermiques de l'hôtel selon mesures (moyenne 2017, 2018, 2019).....	9
Figure 3 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Saison d'hiver	11
Figure 4 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Intersaison de printemps	12
Figure 5 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Saison d'été	12
Figure 6 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Intersaison d'automne	13
Figure 7 : Graphique - Mesures utilisation électricité - jours types en hiver	14
Figure 8 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Jours types au printemps	14
Figure 9 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Jours types en été.....	15
Figure 10 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Jours types en automne	15
Figure 11 : Graphique – Mesures état chaudière, niveau mazout, Temp. tampons d'eau chaude - Saison d'hiver	16
Figure 12 : Graphique – Mesures état chaudière, niveau mazout, Temp. tampons d'eau chaude - Saison de printemps	16
Figure 13 : Graphique – Mesures état chaudière, niveau mazout, Temp. tampons d'eau chaude - Saison d'été.....	17
Figure 14 : Graphique – Mesures état chaudière, niveau mazout, Temp. tampons d'eau chaude - Saison d'automne	17
Figure 15 : Graphique – Mesures températures intérieures et extérieures - Saison d'hiver	18
Figure 16 : Graphique – Mesures températures intérieures et extérieures - Saison de printemps	18
Figure 17 : Graphique – Mesures températures intérieures et extérieures - Saison d'été	19
Figure 18 : Graphique – Mesures températures intérieures et extérieures - Saison d'automne	19
Figure 19 : Graphique – Mesures production PV et fréquence réseau - 31 Juillet 2019 8h à 19h	20
Figure 20 : Graphique - Mesures production PV et fréquence réseau - 31 Juillet 2019 15h à 16h	20
Figure 21 : Schéma des possibilités de P2G	22
Figure 22 : Schéma de principe d'un électrolyseur alcalin [6].....	24
Figure 23 : Schéma de principe d'un électrolyseur PEM [6]	24
Figure 24 : Schéma de principe d'un électrolyseur SO (à haute température) [6]	24
Figure 25 : Exemple stockage de H ₂ (max 150 kg à 60 bar) en container. Solution Quadrhy 40ft de chez Mahyttec.....	25
Figure 26 : Schéma de principe PàC PEM et Alcalin source : https://www.greencarcongress.com/2005/05/zap_and_apollo_.html	26
Figure 27 : Graphique - Production électrique par génératrice et surplus hydroélectrique (moyenne mesures 2017, 2018, 2019).....	28
Figure 28 : Graphique - Puissances classées de la consommation sur la génératrice et du surplus hydroélectrique	29
Figure 29 : Graphique - Exemple d'énergie récupérable pour le P2G en ouvrant plus les injecteurs pendant les intersaisons.....	29
Figure 30 : Graphique - Erreur entre l'utilisation de la loi des gaz parfaits et l'équation de Wan Der Waals.....	32
Figure 31 : Graphique du potentiel de production de biogaz mensuelle	34
Figure 32 : Schéma des possibilités de P2G retenues	37
Figure 33 : Aperçu calculateur économique P2G, partie énergie disponible.....	39
Figure 34 : Aperçu calculateur économique P2G, partie Production/stockage	39
Figure 35 : Aperçu calculateur économique P2G, partie Utilisation	40
Figure 36 : Aperçu calculateur économique P2G, partie investissement/rentabilité	40
Figure 37 : Prix spécifiques pour le calculateur P2G Excel	41

Figure 38 : Coût d'investissement système P2G, option de stockage d'hydrogène à 30 bar	42
Figure 39 : Coût d'investissement système P2G, option de stockage d'hydrogène solide	42
Figure 40 : Schéma des éléments pouvant influencer la fréquence du réseau	44
Figure 41 : Graphique - mesures tensions et fréquence par M. Joseph Rigaud, du 28 au 29 mai 2015	45
Figure 42 : Graphique - mesures tensions et fréquence par M. Joseph Rigaud, zoom 1 : 28 mai 2015 de 18h00 à 19h45	45
Figure 43 : Graphique - mesures tensions et fréquence par M. Joseph Rigaud, zoom 2 : 28 mai 2015 de 18h46 à 19h07	46
Figure 44 : Graphique - mesures tensions et fréquence par M. Joseph Rigaud, zoom 3 : 28 mai 2015 de 19h01 à 19h02	46
Figure 45 : Comparaison production PV, à puissance égale, avec installation en barrières verticales (modules Meyer Burger Bifacial 380) ou sur le toit (modules Meyer Burger Sky 300). Simulation PolySun.	47
Figure 46 : Proposition d'emplacement d'une barrière PV	47
Figure 47 : Exemple barrière photovoltaïque bifaciale (https://next2sun.de/wp-content/uploads/2020/01/Irland_waterford.jpg)	47
Figure 48 : Taux de remplacement génératrice par PV, en fonction de la puissance installée et de la capacité des batteries. Simulation PolySun.	48
Figure 49 : Extrait simulation PolySun, 11.3 kWc, sans batterie	48
Figure 50 : Extrait simulation PolySun, 31.5 kWc, sans batterie	49
Figure 51 : Extrait simulation PolySun, 31.5 kWc, batterie de 30 kWh	49
Figure 52 : Extrait simulation PolySun, 31.5 kWc, batterie 60 kWh	49
Figure 53 : Temps de retour sur investissement PVs	50
Figure 54 : Principe d'une pompe à chaleur	51
Figure 55 : Puissance électrique et COP de PAC air-eau Vitocal 300-A AWO302.A60 de chez Viessmann. Pour plus de détails, voir annexe 3	52
Figure 56 : Températures de départ de PAC air-eau Vitocal 300-A AWO302.A60 de chez Viessmann. Pour plus de détails, voir annexe 3	52
Figure 57 : Graphique - Puissances turbine et génératrice, températures eau chaude et extérieure - Mois de Janvier	53
Figure 58 : Graphique - Puissances turbine et génératrice, températures eau chaude et extérieure - Mois de Février	53
Figure 59 : Graphique - Puissances turbine et génératrice, températures eau chaude et extérieure - Mois de Mars	54
Figure 60 : Consommation énergétique (thermique et électrique confondue) de l'hôtel, et potentiel de réduction d'énergie provenant du mazout	55
Figure 61 : Consommation de mazout de l'hôtel, et potentiel de réduction de mazout	56
Figure 62 : Schéma bloc système P2G laboratoire	57
Figure 63 : Exemple courbe temporelle électrolyseur, 16.07.20	58
Figure 64 : Courbe I-V et débit H ₂ de l'électrolyseur, pour plusieurs essais	59
Figure 65 : Exemple de courbe temporelle PàC, 15.07.2020	60
Figure 66 : Courbe I-V pile à combustible, pour plusieurs essais	60
Figure 67 : Schéma électrolyseur avec modification pour automatisation (Auteur : Gregory Trotter. Modifications : Félix Savy)	61
Figure 68 : Schéma pile à combustible avec modification pour automatisation purge anode (Auteur : Gregory Trotter. Modifications : Félix Savy)	63
Figure 69 : Connection purge anode PàC	64
Figure 70 : Essais PàC avec purge anode manuelle	64
Figure 71 : Courbe I-V PàC avec essai vanne purge anode	65

Liste des tableaux

Tableau 1 : Consommation énergétique hôtel selon mesures, estimations, calculs	10
Tableau 2 : Paramètres pour les calculs de consommations énergétiques de l'hôtel	10
Tableau 3 : Energie production génératrice et surplus hydroélectrique, par année	28
Tableau 4 : Paramètres pour calculs de production d'hydrogène selon le surplus d'énergie	29
Tableau 5 : Potentiel de production d'hydrogène avec le surplus d'hydroélectricité actuel	30
Tableau 6 : Paramètres pour calculs de besoin en hydrogène pour remplacer la génératrice	30
Tableau 7 : Hydrogène nécessaire pour remplacer l'électricité produite par la génératrice	30
Tableau 8 : Paramètres pour calculs sur stockage de l'hydrogène	31
Tableau 9 : Energie de compression pour des stockages d'hydrogène à 200 ou 700 bar	32
Tableau 10 : Résultats du dimensionnement des réservoirs de stockage de l'hydrogène	33
Tableau 11 : Paramètres pour l'estimation de potentiel de production de biogaz	33
Tableau 12 : Potentiel total de production de biogaz (60% CH ₄) par saison	34
Tableau 13 : Paramètres pour calculs sur la méthanation	35
Tableau 14 : Résultats proportionnalité pour la méthanation	35
Tableau 15 : Chemins possibles pour les différents gaz	36
Tableau 16 : Paramètres pour le calculateur économique P2G	38
Tableau 17 : Résultats investissement système P2G en CHF	43
Tableau 18 : Paramètres pour calculs rentabilité PVs	50
Tableau 19 : Estimation des économies de mazout potentielles, avec installation PV, PAC, P2G	56
Tableau 20 : Nouvelle procédure d'utilisation de l'électrolyseur avec automation	62
Tableau 21 : Nouvelle procédure d'utilisation de la PàC avec automatisations	66
Tableau 22 : Liste nouveau matériel nécessaire à l'automatisation de l'électrolyseur et de la PàC	66

1 Introduction

L'hôtel Weisshorn situé à 2237 mètres d'altitude et construit en 1882, est aujourd'hui encore en service et indépendant en énergie et en eau potable. Un historique comprenant les rénovations et modifications a déjà été établi [1] et ne sera pas répété ici. Aujourd'hui, l'hôtel produit son énergie électrique principalement grâce à une micro turbine hydroélectrique, et bénéficie d'une génératrice à mazout pour l'appoint. Le chauffage du bâtiment et l'eau chaude sanitaire sont assurés par l'énergie hydroélectrique, par le biais de résistances de chauffe, et par une chaudière au mazout.

1.1 Problématique

Lorsque la production hydroélectrique est supérieure aux besoins énergétiques, celle-ci est gaspillée. Durant l'hiver, la production hydroélectrique est au plus bas, et la consommation énergétique au plus haut. Malgré les travaux d'optimisation énergétique qui ont déjà été réalisés [1] [2] [3], la génératrice est enclenchée principalement durant la saison touristique d'hiver et consomme alors du mazout. Cette consommation d'énergie fossile est néfaste pour l'environnement et doit être diminuée dans les prochaines années. De plus, celle-ci a un impact financier important sur les coûts d'exploitation de l'hôtel. La mise en place d'un stockage énergétique saisonnier est donc intéressante pour redistribuer les surplus de production d'énergie renouvelable lors des besoins. Ceci permettrait de diminuer la consommation de la génératrice et/ou de la chaudière à mazout, voir aussi de remplacer une partie du propane importé qui est utilisé pour la cuisine.

1.2 Objectifs

En se basant sur des données de mesures de génération et de consommation, le dimensionnement d'un système de stockage saisonnier sous forme de power-to-gas doit être déterminé. Les options techniques disponibles aujourd'hui ou dans les années à venir doivent être identifiées. Une analyse économique doit être réalisée pour les solutions proposées. En se basant sur un modèle de laboratoire disponible à la HES-SO, les coûts d'exploitations et de maintenance doivent être pris en compte dans l'analyse économique, en plus de l'investissement. Enfin, la maniabilité et la fiabilité du système doivent être améliorées, grâce à des tests et à l'automatisation du système P2G du laboratoire.

2 Etat des lieux

2.1 Installation technique de l'hôtel

Selon les informations les plus récentes [3], les équipements de l'hôtel ont les caractéristiques suivantes :

- Puissance maximale de la turbine hydroélectrique : $30 \text{ kW}_{\text{élec}}$.
- Pompe pour eau potable : $1 \text{ kW}_{\text{élec}}$. Celle-ci est alimentée directement par la turbine et fonctionne 24/24h toute l'année (pour éviter les risques de gel).
- Génératrice : 44 kVA. Rendement électrique de 22%. Un récupérateur de chaleur est installé, et permet de récupérer $1 \text{ kWh}_{\text{th}}$ pour chaque $\text{kWh}_{\text{élec}}$ produit. Le rendement thermique est alors aussi de 22%.
- Chaudière à mazout : puissance inconnue. L'ancienne était de 150 kW.
- Réservoir de mazout de 15'000 litres.
- Stockage d'eau chaude : 3x 2'500 litres dans le centrale thermique, avec résistances pour dissiper le surplus d'énergie de la turbine, et l'échangeur de chaleur de la génératrice. Un accumulateur de 3'000 litres, et un boiler de 2'000 litres dans l'hôtel. Un boiler de 2'000 litres dans la dépendance.
- Un réservoir de propane d'une capacité de 2'000 kg.

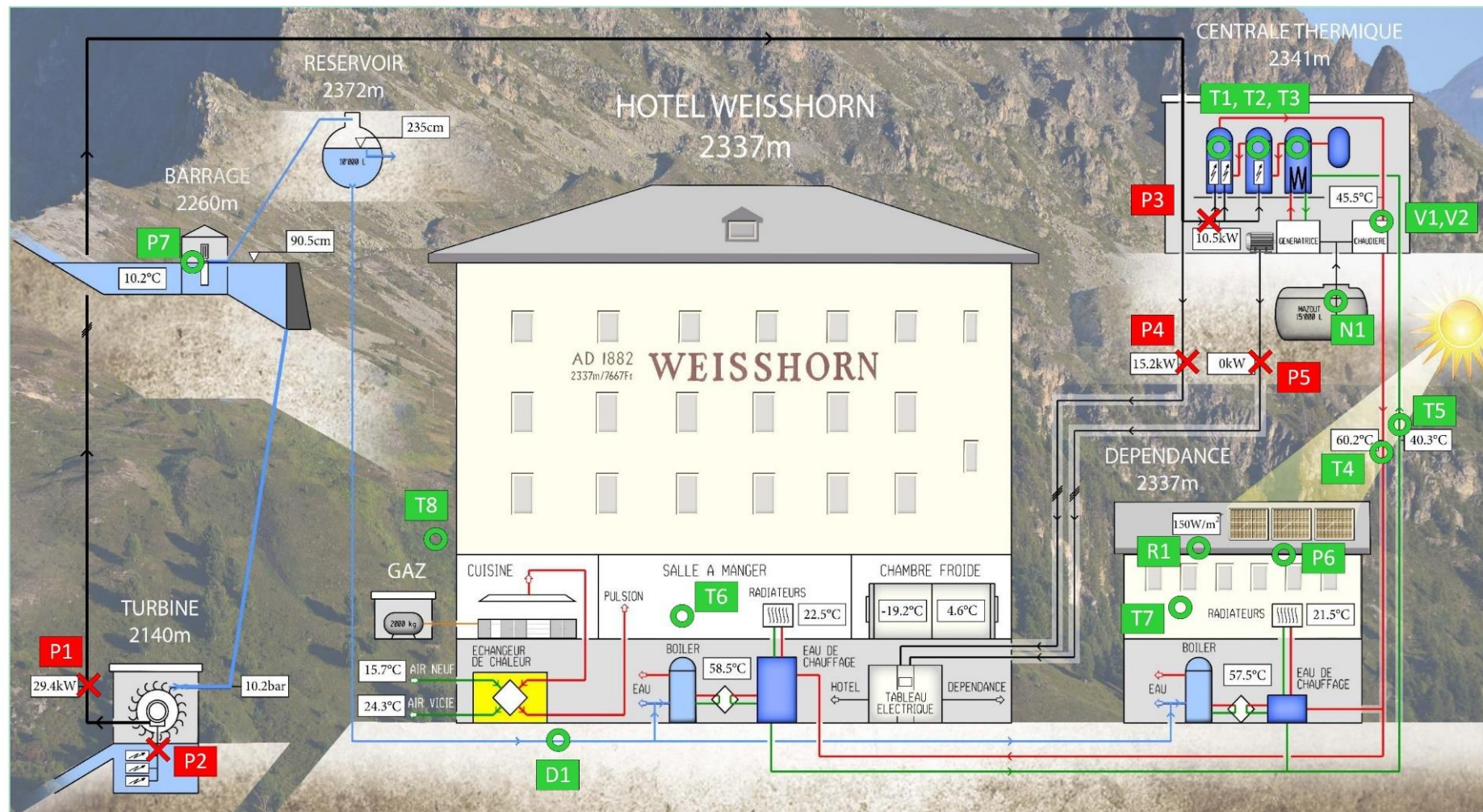
Ce travail met aussi en évidence que le bain-marie électrique de la cuisine consomme env. 7% de l'électricité totale pendant les saisons touristiques. Il estime un investissement de 2'000 CHF pour le remplacer par un système à gaz.

Des informations communiquées par M. Fischer indiquent que la consommation de propane pour la cuisine est de 1'700 kg/an, et la consommation de mazout est au maximum de 14'000 litres/an pour un prix de 67 cts/litre, livraison comprise.

Selon le datasheet de la chaudière à mazout (voir annexe 1), celle-ci possède 2 allures de fonctionnement. La première étant de minimum $52 \text{ kWh}_{\text{th}}$ et la deuxième étant variable de 76 à 119 kWh_{th} . Attention, ces valeurs sont données pour des conditions de fonctionnement optimales pour une installation à 400 mètres d'altitude et 20°C . L'hôtel étant près de 2000m plus haut, et les températures étant très fréquemment en dessous de 20°C , on s'attend à des puissances thermiques significativement plus basses.

Lors d'un autre travail de bachelor [2], 1.3 kWc de panneaux solaire ont été installés sur la dépendance. Au vu de la faible puissance par rapport à la génératrice et à la turbine, cette production est négligée pour le dimensionnement du système power-to-gas. De plus, des problèmes de stabilité de la fréquence du microréseau sont connus, ce qui semble engendrer des déconnexions fréquentes de l'onduleur.

Sur la Figure 1, on peut voir les points de mesures des données qui ont été fournis pour ce projet. Les croix rouges sont les points de mesures qui ont été fournis dès le début du projet, et les ronds verts sont les points qui ont été fournis plus tard pour obtenir une analyse de données plus complète. Il existe d'autres points de mesures qui n'ont pas été évalués dans ce travail, car ils ont été estimés impertinents.



P1 : Puissance produite par la turbine [kW]
P2 : Puissance turbine dissipée dans la rivière [kW]
P3 : Puissance turbine dissipée dans les accumulateurs d'eau chaude [kW]
P4 : Puissance consommée par l'hôtel sur la turbine [kW]
P5 : Puissance consommée par l'hôtel sur la génératrice [kW]
P6 : Puissance produite par les PV [kW]
P7 : Puissance consommée par la pompe d'eau potable [kW]

T1, T2, T3 : Températures des accumulateurs [°C]
T4 : Température d'aller du chauffage [°C]
T5 : Température de retour du chauffage [°C]
T6 : Température de l'air dans le restaurant [°C]
T7 : Température de l'air dans le couloir de la dépendance [°C]
T8 : Température de l'air extérieur [°C]

D1 : Débit d'eau potable [m³/h]
R1 : Rayonnement des PV [W/m²]
V1, V2 : Contacts chaudière vitesses 1 et 2 [0/1]
N1 : Niveau réservoir mazout [litres]
F1-F11 : Mesures de fréquences [Hz] (aux pts de mesure des puissances. Correspondance inconnue)

Figure 1 : Schéma bloc hôtel [3, p. 52]

2.2 Etudes sur le stockage saisonnier déjà réalisées

Une étude quant au stockage du surplus d'énergie de l'intersaison d'automne s'est déjà posée [3, p. 26]. Aucune solution n'a été retenue. Le surplus d'énergie renouvelable a été estimé à 10.8 MWh, uniquement pour l'intersaison d'automne.

La première option était l'installation de batteries au plomb de 2.7 kWh. Il faudrait 4'000 batteries, soit près de 1.2 mio CHF. L'étude ne tient pas compte du problème lié au stockage physique des batteries et de leur durée de vie.

La deuxième proposition était un stockage sous forme d'eau chaude. Le volume nécessaire serait de 155m³ pour une eau à 70°C. Cela sans compter les pertes thermiques importantes et le problème de distribution de la chaleur par les radiateurs qui imposent une température de départ de plus de 60°C.

Enfin la dernière solution était une retenue d'eau au niveau de la prise d'eau de la turbine. Il faudrait une retenue de près de 39'000 m³. Aucun coût n'est mentionné. Il serait intéressant d'évaluer le prix de cette dernière solution, pour la comparer avec la solution de P2G. Et voir également si le projet est susceptible de recevoir les autorisations nécessaires ou non, si un lieu approprié pour construire la retenue d'eau est trouvé.

2.3 Consommation énergétique de l'hôtel

La Figure 2 montre que la consommation d'énergie provenant du mazout est en grande partie concentrée en hiver durant les mois de janvier, février et mars.

On remarque également que la consommation thermique est globalement près de 3 fois supérieure à la consommation électrique. Attention toutefois à ne pas confondre la consommation énergétique et la consommation de mazout. En effet, la chaudière ayant un rendement de près de 100%, et la génératrice de seulement 44% (rendements électrique et thermique confondus), la même quantité d'énergie consommée sur la génératrice ou sur la chaudière ne résulte donc pas à la même consommation de mazout.

On constate également que le surplus d'énergie hydraulique dissipée dans les résistances de la rivière est très faible par rapport à l'énergie générée par le mazout. Même pendant les intersaisons de printemps (avril-mai) et d'automne (novembre-décembre), le surplus est minime. Ceci est dû au besoin important en énergie pour maintenir l'hôtel hors gel. Une analyse plus détaillée est réalisée dans la suite de ce document, pour déterminer s'il est possible de baisser la température dans les bâtiments pendant les intersaisons, afin d'avoir plus d'énergie à disposition pour le stockage saisonnier.

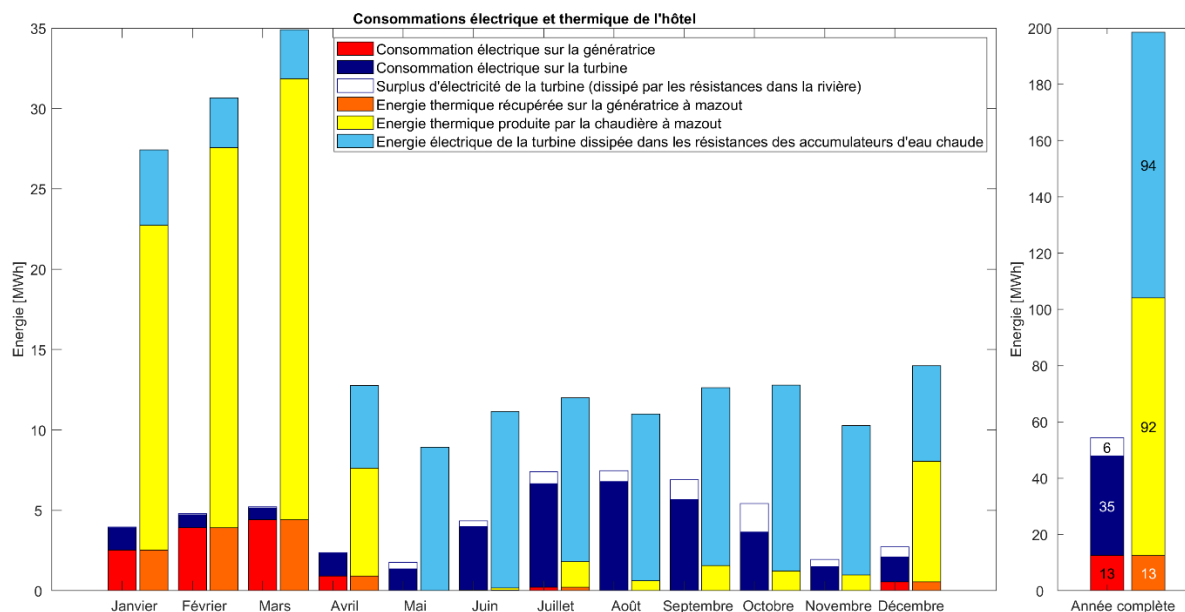


Figure 2 : Graphique des consommations électriques et thermiques de l'hôtel selon mesures (moyenne 2017, 2018, 2019)

On peut aussi noter que, dans la Figure 2, la consommation de propane n'est pas incluse. Ce gaz est un dérivé de produits pétroliers, et par conséquent un carburant fossile. Il est donc pertinent de prendre en compte les possibilités de réduction des 1'700 kg/an de propane consommés, dans la suite de ce travail.

Tous les chiffres utilisés pour concevoir la Figure 2 sont issus du Tableau 1.

- x Moyennes mensuelles mesures 2017,2018,2019
 o Estimations (selon simulations ou informations)
 Δ Calculs

			Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Total	
	x	Consommation élec. sur turbine	kWh _{élec}	1 404	819	731	1 413	1 360	3 990	6 445	6 785	5 658	3 654	1 499	1 553	35 310
	x	Consommation élec. sur génératrice	kWh _{élec}	2 522	3 918	4 417	918	0	0	203	13	0	0	0	553	12 544
		Total conso électrique selon mesures	kWh _{élec}	3 925	4 737	5 148	2 331	1 360	3 990	6 648	6 798	5 658	3 654	1 499	2 107	47 854
TB T.Morand	o	Total conso électrique selon simulation	kWh _{élec}	6 171	4 707	6 171	8 510	12 377	15 445	18 582	19 542	17 983	15 959	11 977	8 794	146 218
Même prod. therm. que électrique selon TB J.Rigaud	o	Production chaleur génératrice	kWh _{th}	2 522	3 918	4 417	918	0	0	203	13	0	0	0	553	12 544
	x	Energie turbine pour chauffage/ECS	kWh _{th}	4 689	3 114	3 062	5 146	8 914	10 972	10 209	10 384	11 057	11 561	9 308	5 952	94 369
	x	Temps encl. vitesse 1 chaudière	h	131	79	69	24	0	5	15	17	50	39	31	125	584
	x	Temps encl. vitesse 2 chaudière	h	354	465	554	130	0	1	25	2	0	1	0	79	1 609
(temps encl. 1 * P1) + (temps encl. 2 * P2)	Δ	Energie chaudière mazout	kWh _{th}	20 220	23 635	27 422	6 697	0	171	1 596	602	1 561	1 231	972	7 497	91 603
		Total conso chaleur	kWh _{th}	27 430	30 666	34 902	12 761	8 914	11 142	12 008	11 000	12 619	12 792	10 280	14 003	198 516
TB T.Morand	o	Total conso chaleur selon simulation	kWh _{th}	32 638	29 899	29 918	25 002	18 908	17 287	13 035	13 833	16 131	21 906	25 235	30 186	273 978
(1700/taux occ. total)*taux occ. mensuel selon TB T.Morand	o	Consommation de propane	kg	115	144	144	29	0	173	288	288	173	173	0	173	1 700
Conso. massique propane * PCI p	Δ	Consommation de propane	kWh _{th}	1 487	1 858	1 858	372	0	2 230	3 717	3 717	2 230	2 230	0	2 230	21 930
	x	Energie turbine dissipée dans rivière	kWh _{élec}	34	52	63	36	401	347	753	666	1 247	1 762	441	615	6 417
(conso. enr élec gén.) / (PCI m * rend. élec.)	Δ	Consommation de mazout par génératrice	litres	1 146	1 781	2 008	417	0	0	92	6	0	0	0	251	5 702
(conso. enr chaud.) / (PCI m)	Δ	Consommation de mazout par chaudière	litres	2 022	2 363	2 742	670	0	17	160	60	156	123	97	750	9 160
		Total consommation de mazout	litres	3 168	4 144	4 750	1 087	0	17	252	66	156	123	97	1 001	14 862

Tableau 1 : Consommation énergétique hôtel selon mesures, estimations, calculs

Les calculs effectués dans le Tableau 1 se basent sur les paramètres du Tableau 2.

	Estimation de baisse de puissance calorifique chaudière lié à l'altitude, la température, l'usure, ainsi qu'au temps de démarrage de la chaudière non pris en compte dans les mesures. (Puissance selon datasheet : 52 kW vitesse 1, 76 kW minimum vitesse 2)	40	%
P1	Puissance moyenne vitesse 1 chaudière	31	kW _{th}
P2	Puissance moyenne vitesse 2 chaudière	46	kW _{th}
rend. Élec	Rendement électrique génératrice	0.22	-
rend. Th	Rendement thermique génératrice	0.22	-
PCI m	Pouvoir calorifique mazout	10	kWh/litre
PCI p	Pouvoir calorifique propane	12.9	kWh/kg
COP	COP PAC	2	-
Rend. P2G	Rendement global P2G	0.33	-

Tableau 2 : Paramètres pour les calculs de consommations énergétiques de l'hôtel

3 Analyse des données de mesures brutes

Cette section donne un aperçu graphique des données de mesures brutes utilisées dans ce travail, ainsi que leur qualité.

3.1 Utilisation de l'électricité

Les Figure 3 à Figure 6 montrent les consommations et productions d'électricité pour chacune des saisons touristiques.

On s'aperçoit que la génératrice n'est en service que de fin décembre à mi-avril au plus tard. L'arrêt et la reprise soudain des pics de consommation de l'hôtel sur la turbine indiquent que l'intersaison de printemps s'étend de début avril à début juin, et celle d'automne de début novembre à fin décembre. Durant ces périodes, la quasi-totalité de l'électricité produite par la turbine est dissipée dans les résistances des accumulateurs d'eau chaude, pour maintenir l'hôtel hors gel. On s'aperçoit également qu'à la fin des intersaisons, il y a un petit saut de puissance sur la production de la turbine. Ceci est lié à une augmentation manuelle de l'ouverture des injecteurs.

On peut noter également que les données de l'année 2018 semblent moins fiables qu'en 2017 et 2019. En effet, il y a de nombreux trous de données et des incohérences entre la consommation et la production cette année-là.

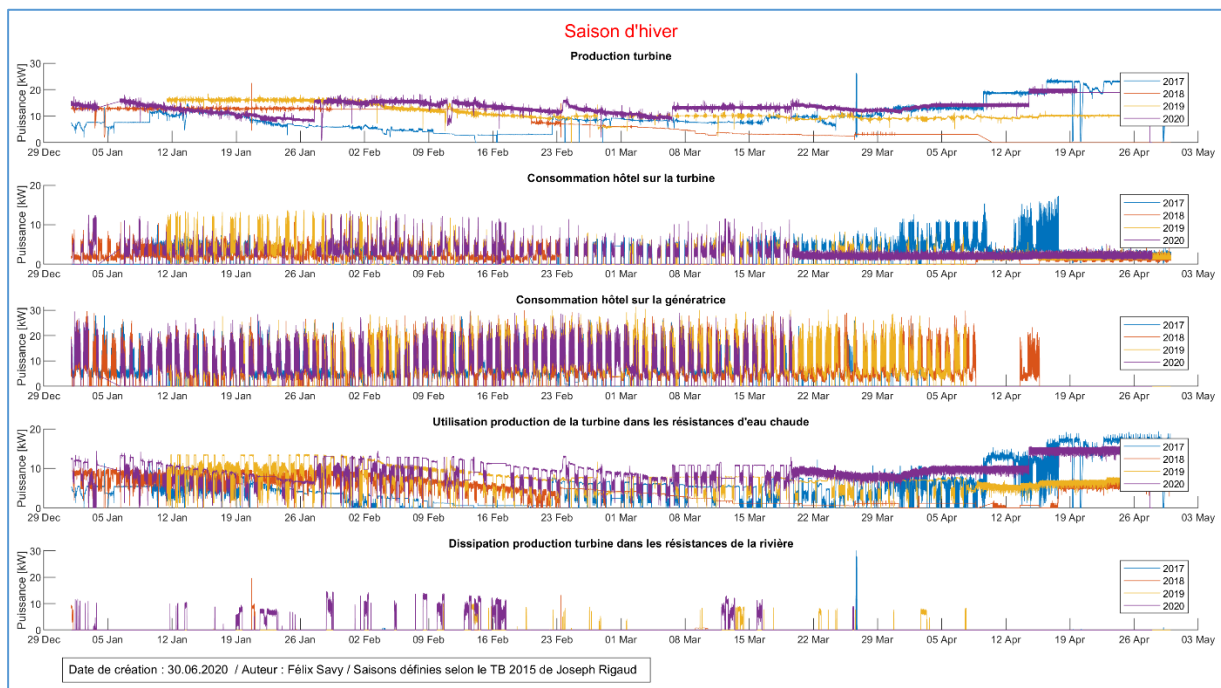


Figure 3 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Saison d'hiver

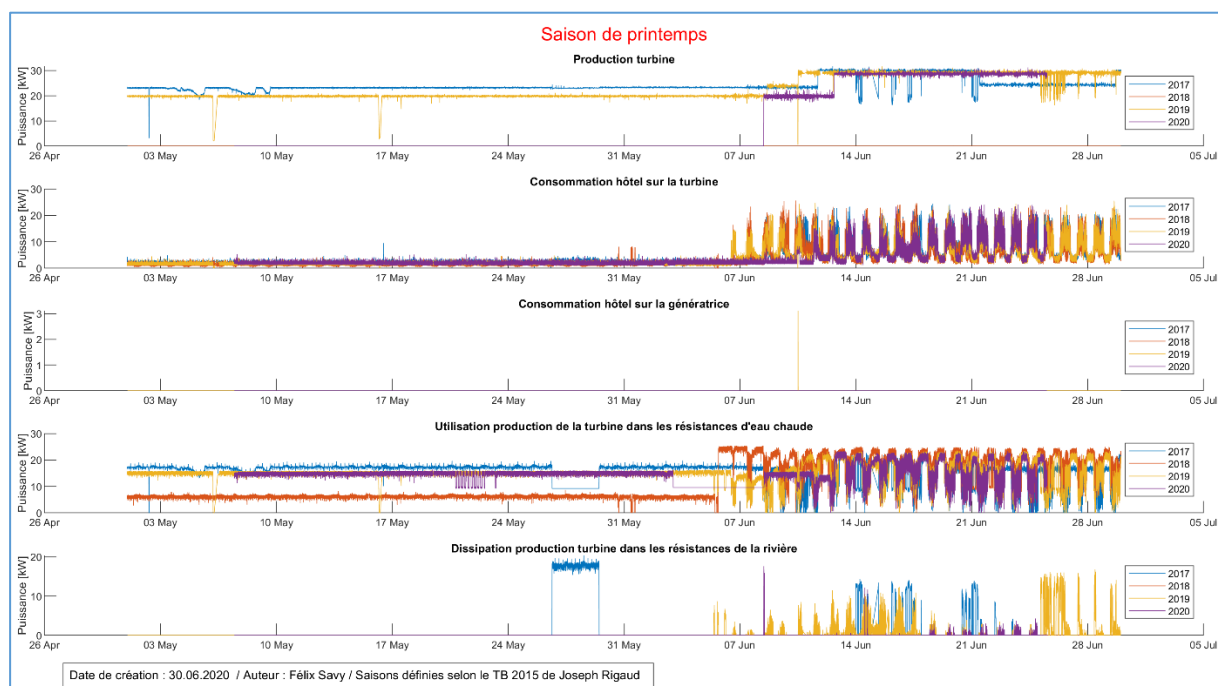


Figure 4 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Intersaison de printemps

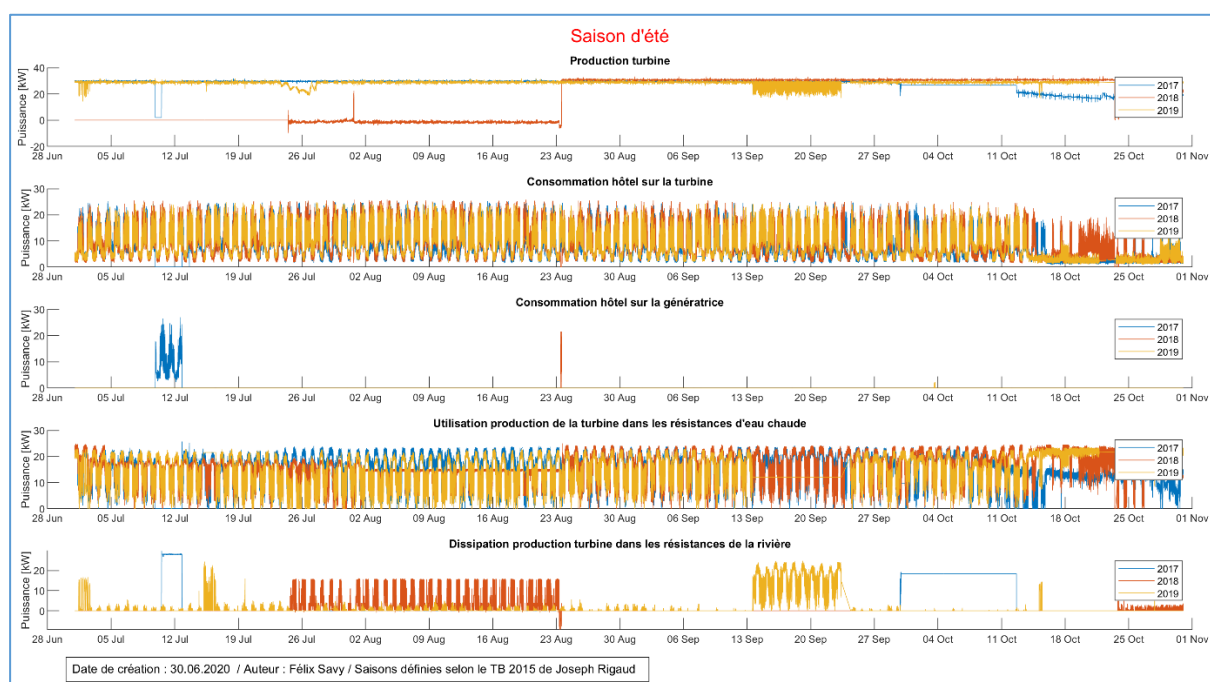


Figure 5 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Saison d'été

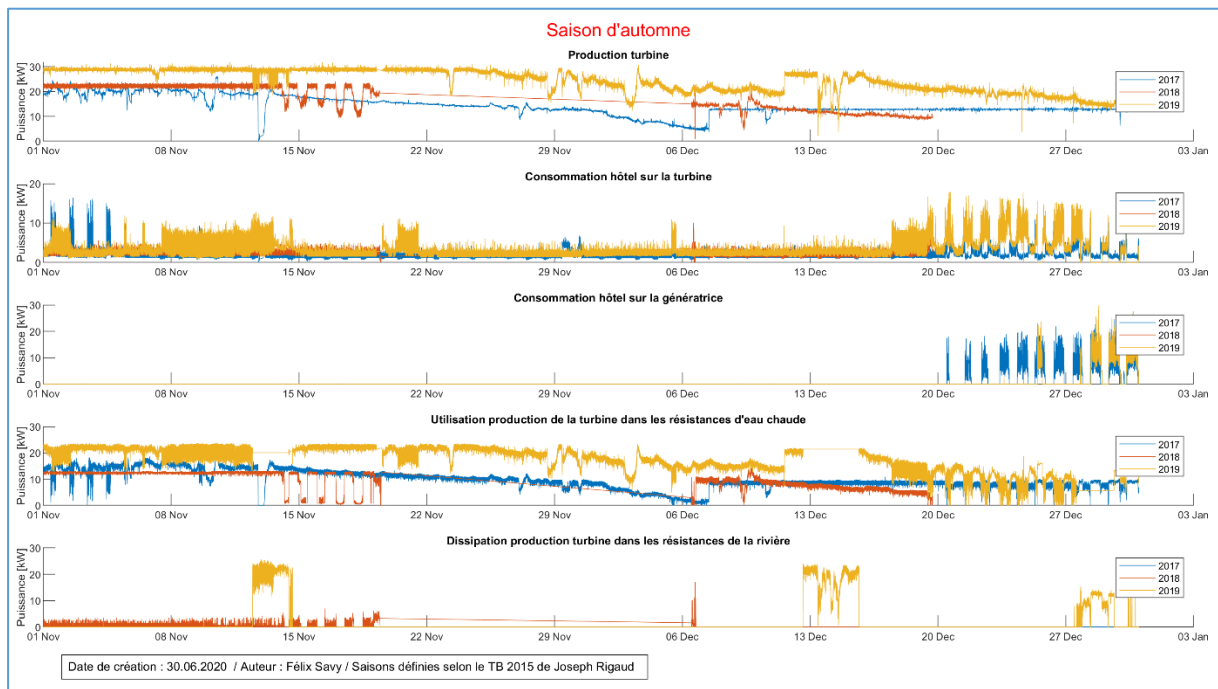


Figure 6 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Intersaison d'automne

Les Figure 7 à Figure 10 montrent les mesures de production et consommation d'électricité pour des jours types de chaque saison.

La Figure 7 montre clairement que l'hôtel consomme l'électricité soit sur la turbine, soit sur la génératrice. La génératrice est enclenchée durant la journée, et la puissance électrique produite par la turbine est alors dissipée dans les résistances des accumulateurs d'eau chaude. À ce moment-là, l'utilisation d'une pompe à chaleur (PAC) pourrait éventuellement éviter le démarrage de la génératrice, en utilisant de manière plus efficace l'électricité produite par la turbine.

La Figure 10 montre que, pendant les intersaisons, l'hôtel a une consommation résiduelle d'environ 2.5 kW. Ceci n'est pas excessif comparé aux puissances qui sont en jeux, mais tout de même non négligeable dans l'optique d'utiliser cette énergie dans un système power-to-gas. Il faudrait identifier et évaluer, grâce à des mesures supplémentaires, l'importance des consommateurs pour déterminer si cette énergie est récupérable.

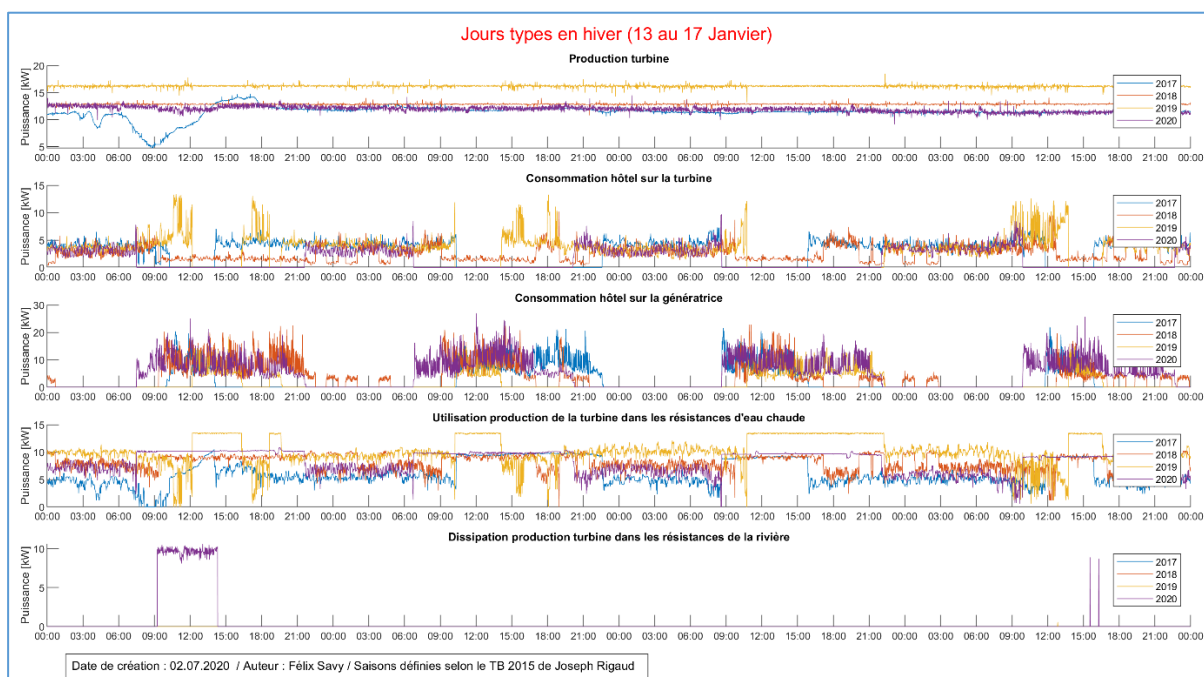


Figure 7 : Graphique - Mesures utilisation électricité - jours types en hiver

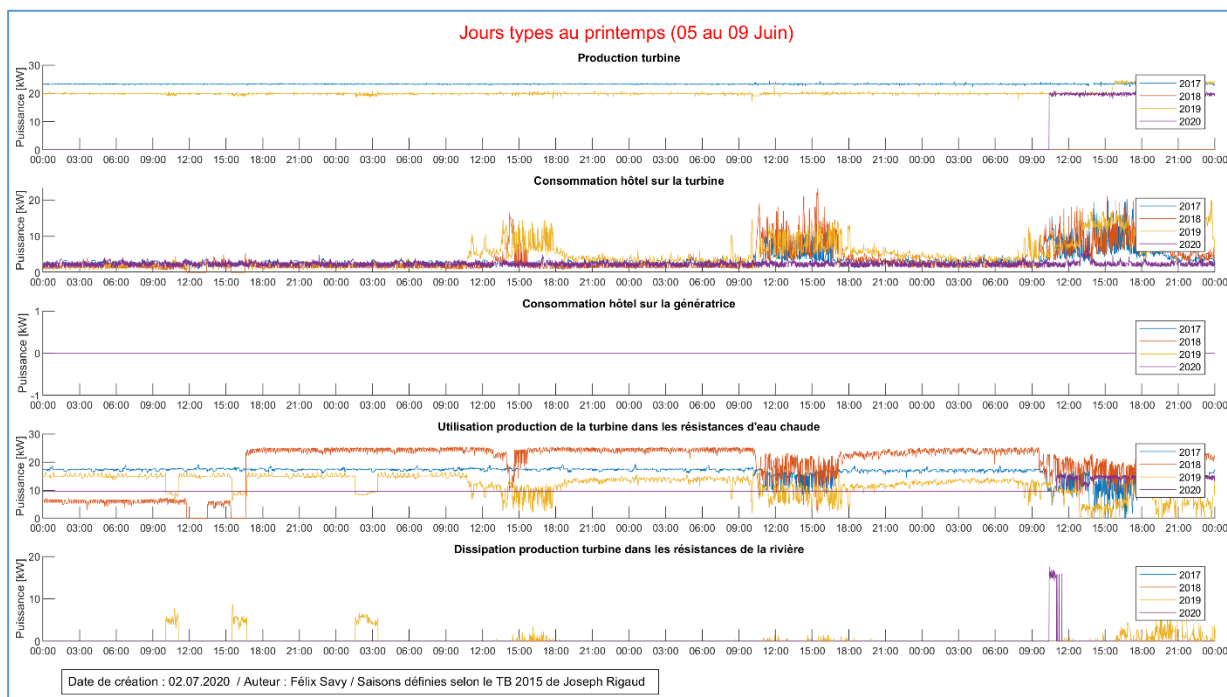


Figure 8 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Jours types au printemps

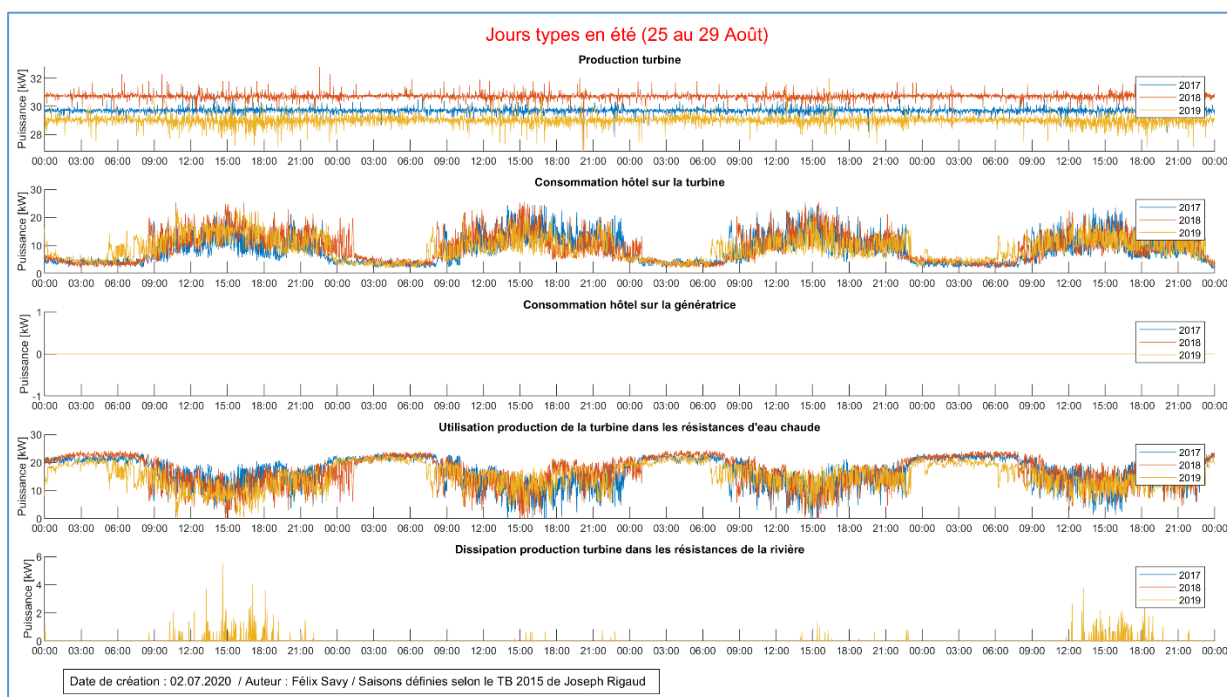


Figure 9 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Jours types en été

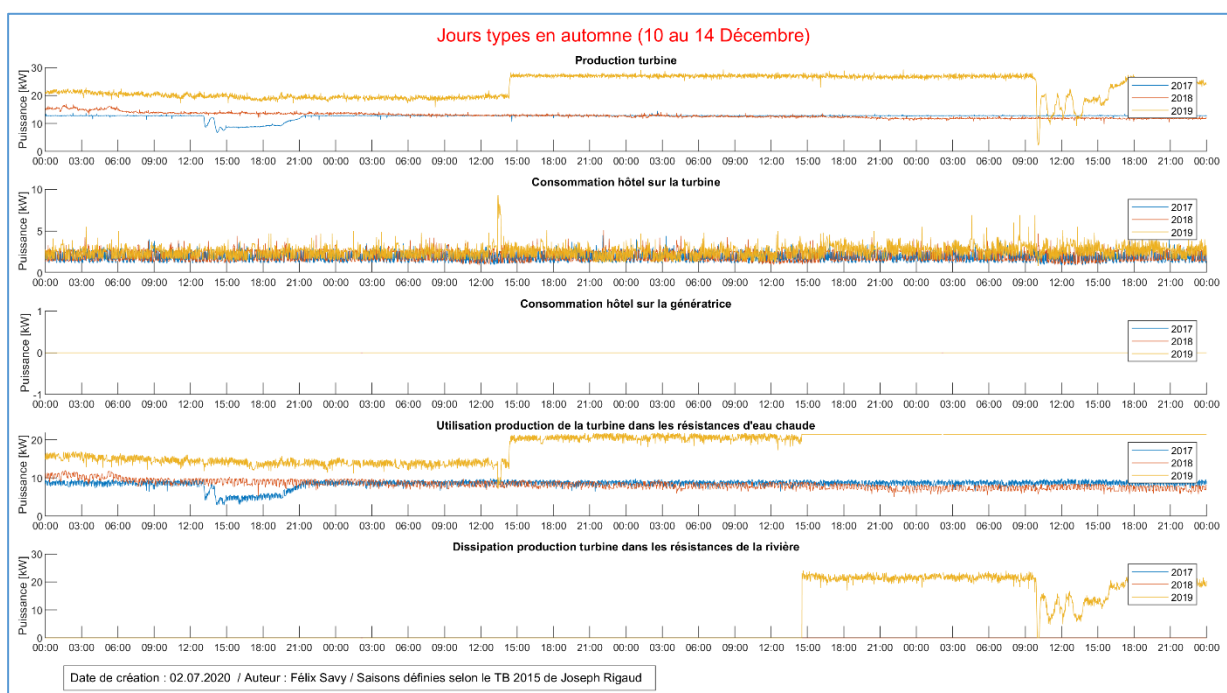


Figure 10 : Graphique - Mesures utilisation électricité - Jours types en automne

3.2 Chaudière, réservoir mazout et accumulateurs d'eau chaude

Les Figure 11 à Figure 14 montrent la sollicitation de la chaudière à mazout (chaudière marche 1 = vitesse 1, chaudière marche 2 = vitesse 2), le niveau du réservoir de mazout, ainsi que la température moyenne dans les tampons d'accumulation d'eau chaude de la centrale thermique.

L'utilisation de la chaudière est en grande partie concentrée entre mi-décembre et mi-avril. C'est également ce qui a été mis en avant sur la Figure 2.

Les mesures de niveau du mazout sont jonchées d'incohérences, et ne semblent donc pas très fiables. Il semblerait, selon toutes attentes, que le niveau ne baisse pratiquement qu'en hiver. Pour une

consommation de 14'000 litres en 4 mois, cela correspond alors à une consommation moyenne de 117 litres/jour.

Il apparaît aussi que la température dans les accumulateurs d'eau chaude descend assez bas (entre 10 et 40°C) pendant les intersaisons, ceci malgré le fait que presque toute l'énergie produite par la turbine est dissipée dans les résistances des accumulateurs d'eau chaude. Une PAC pourrait permettre une température un peu plus haute dans les accumulateurs pendant les intersaisons, en plus de faire baisser la sollicitation de la génératrice et/ou de la chaudière pendant l'hiver. On constate que, pendant l'hiver, la chaudière est sollicitée presque 24h/24h et fonctionne plus souvent sur la vitesse 2. Comme déjà mentionné, une PAC pourrait faire baisser la sollicitation de la génératrice, et lorsque cette dernière doit quand même être enclenchée, la PAC permettrait alors de faire baisser la sollicitation de la chaudière, ou du moins de la faire fonctionner à plus basse puissance.

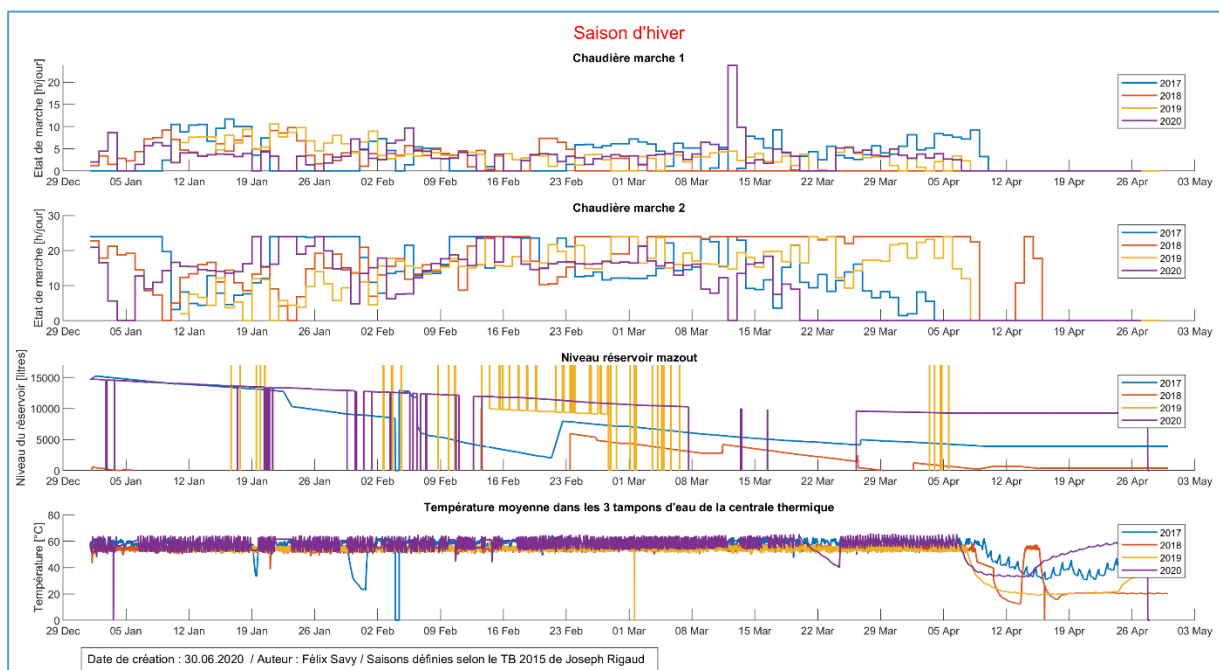


Figure 11 : Graphique – Mesures état chaudière, niveau mazout, Temp. tampons d'eau chaude - Saison d'hiver

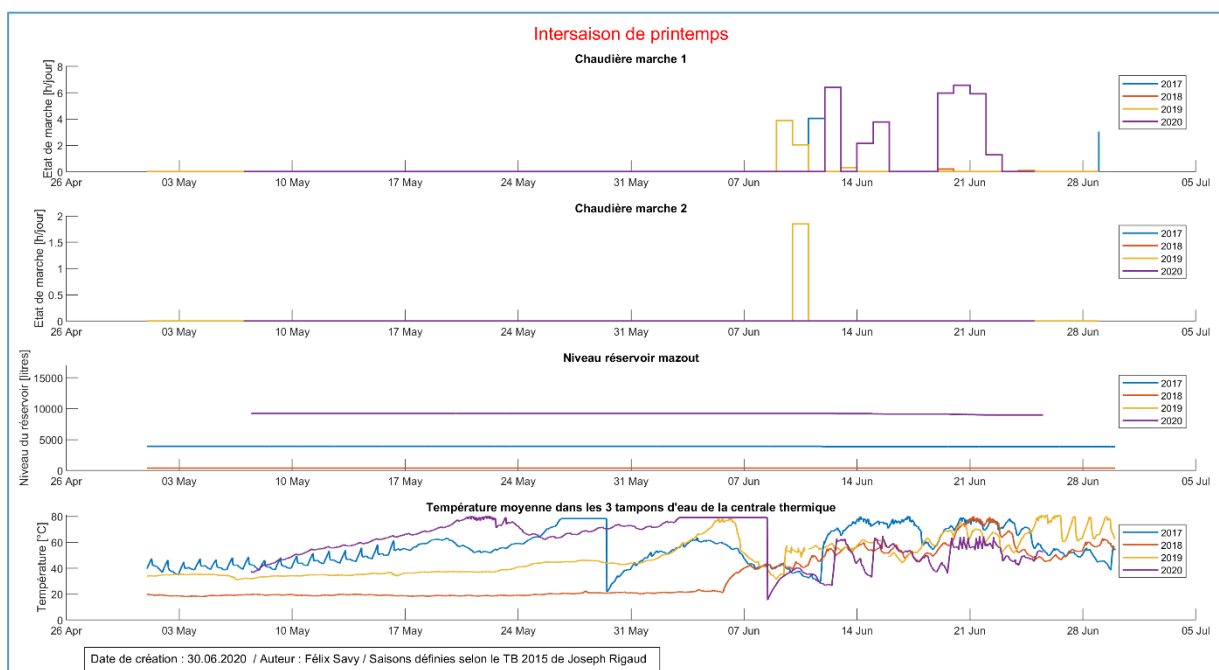


Figure 12 : Graphique – Mesures état chaudière, niveau mazout, Temp. tampons d'eau chaude - Saison de printemps

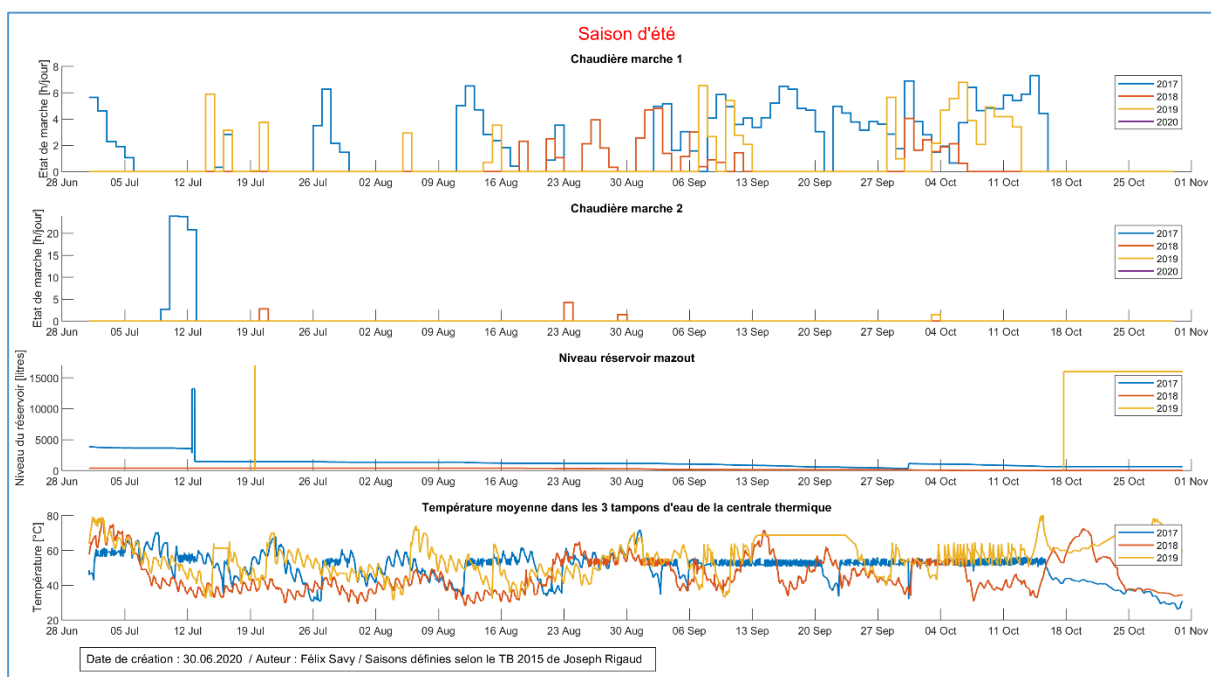


Figure 13 : Graphique – Mesures état chaudière, niveau mazout, Temp. tampons d'eau chaude - Saison d'été

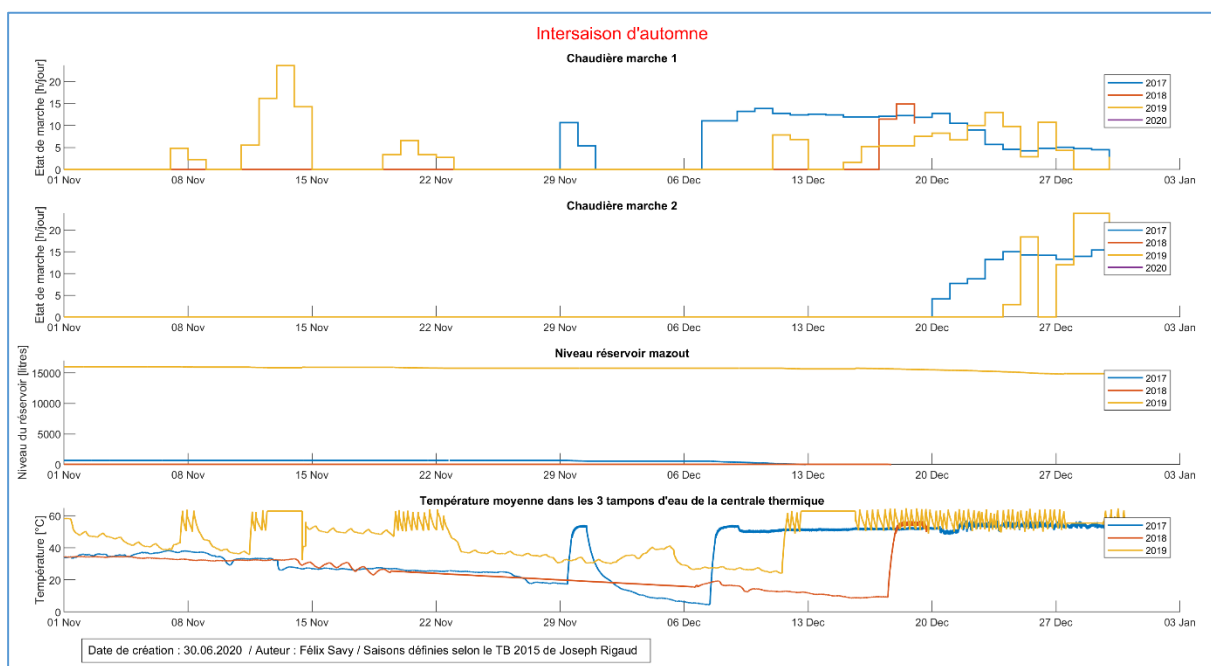


Figure 14 : Graphique – Mesures état chaudière, niveau mazout, Temp. tampons d'eau chaude - Saison d'automne

3.3 Températures intérieures et extérieures

Les Figure 15 à Figure 18 montrent la température extérieure ainsi que les températures dans l'hôtel et dans la dépendance, pour chaque saison.

Il apparait que, pendant les intersaisons, les températures intérieures descendent relativement bas (jusqu'à 5°C début décembre). Il n'est donc pas possible, en l'état actuel, d'utiliser l'électricité produite par la turbine, même en partie, dans un système power-to-gas. Il y a trop de risque de gel dans les bâtiments. En revanche, si une PAC est installée, on peut espérer garder les températures intérieures d'intersaison actuelles, tout en récupérant de l'électricité pour le système power-to-gas. Le gros défi est de trouver une PAC qui a un COP (coefficient de performance) raisonnablement élevé avec des

conditions de températures extérieures considérablement basse. En effet, la PAC serait utile surtout en hiver, et on s'aperçoit que la température extérieure se situe principalement entre -10 et 0°C, avec des pics entre -15 et -20°C.

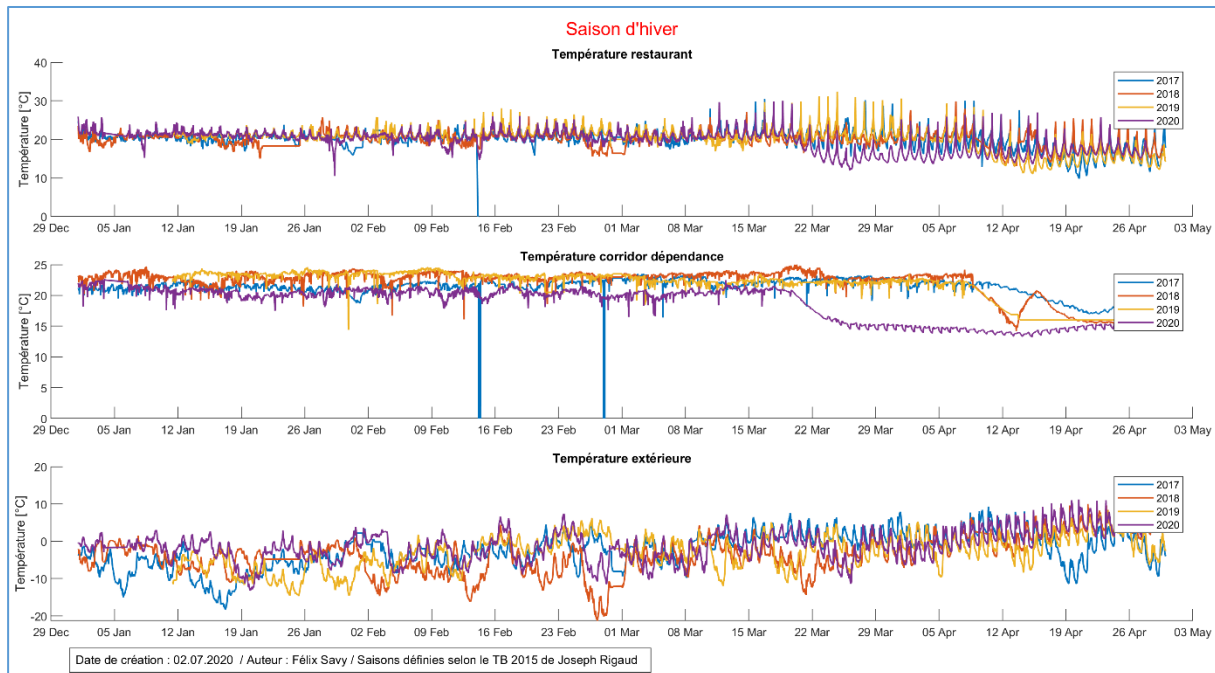


Figure 15 : Graphique – Mesures températures intérieures et extérieures - Saison d'hiver

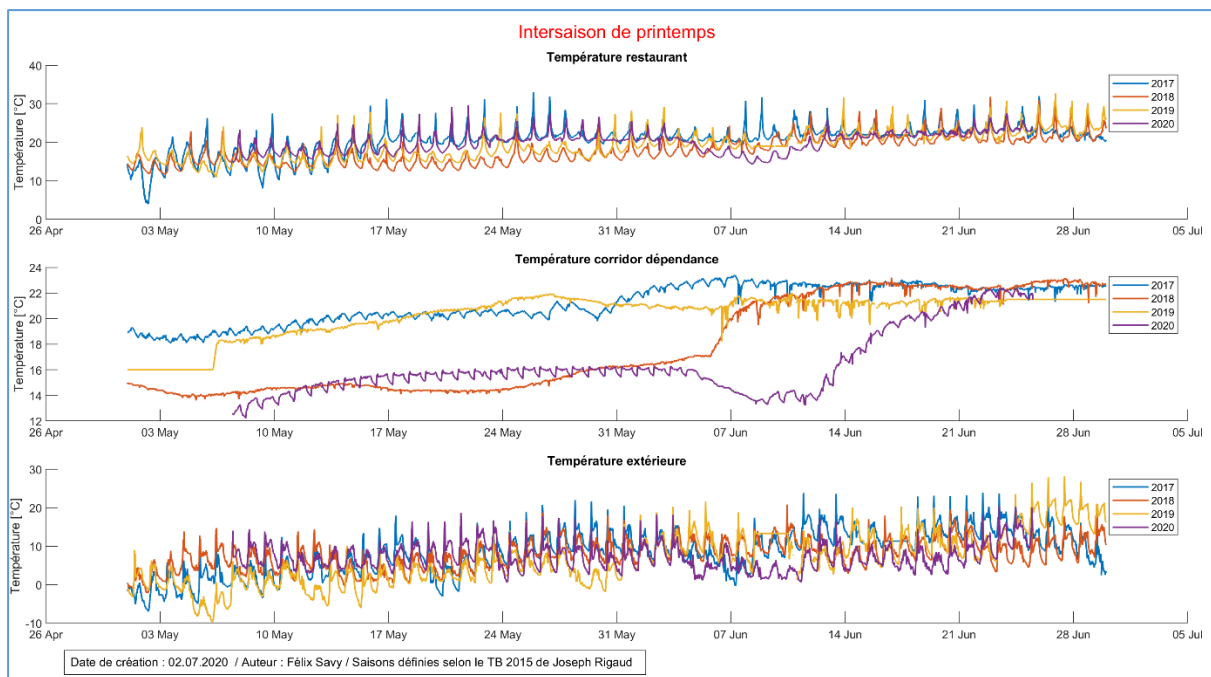


Figure 16 : Graphique – Mesures températures intérieures et extérieures - Saison de printemps

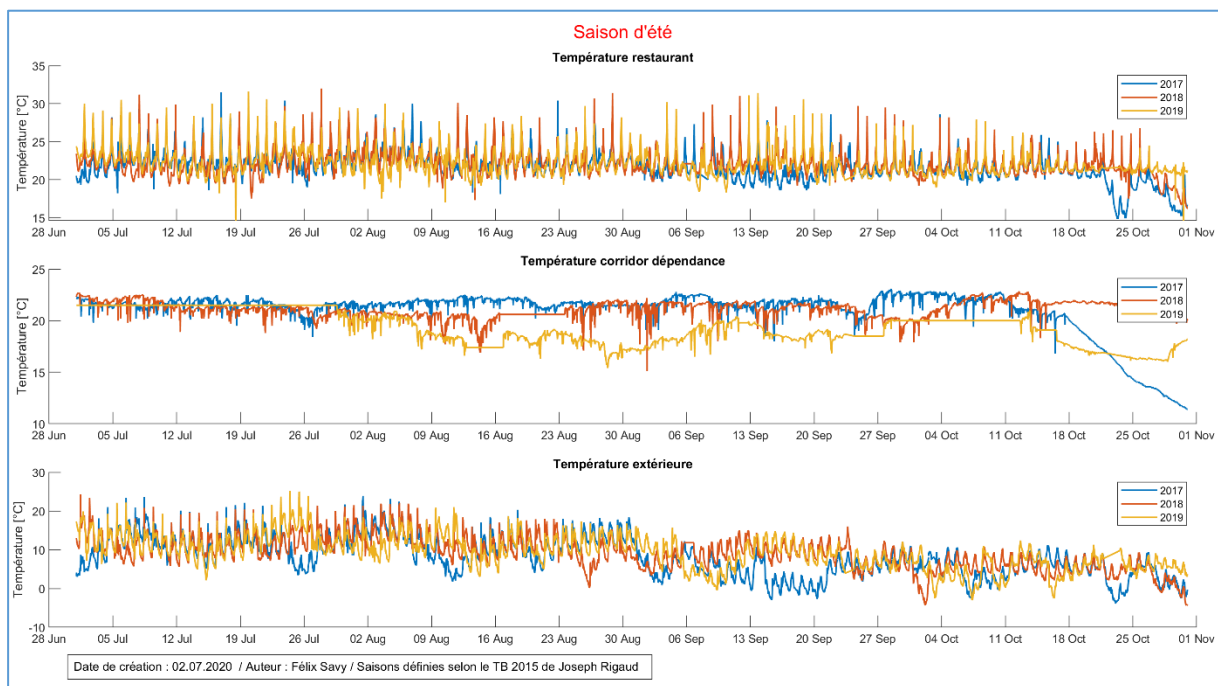


Figure 17 : Graphique – Mesures températures intérieures et extérieures - Saison d'été

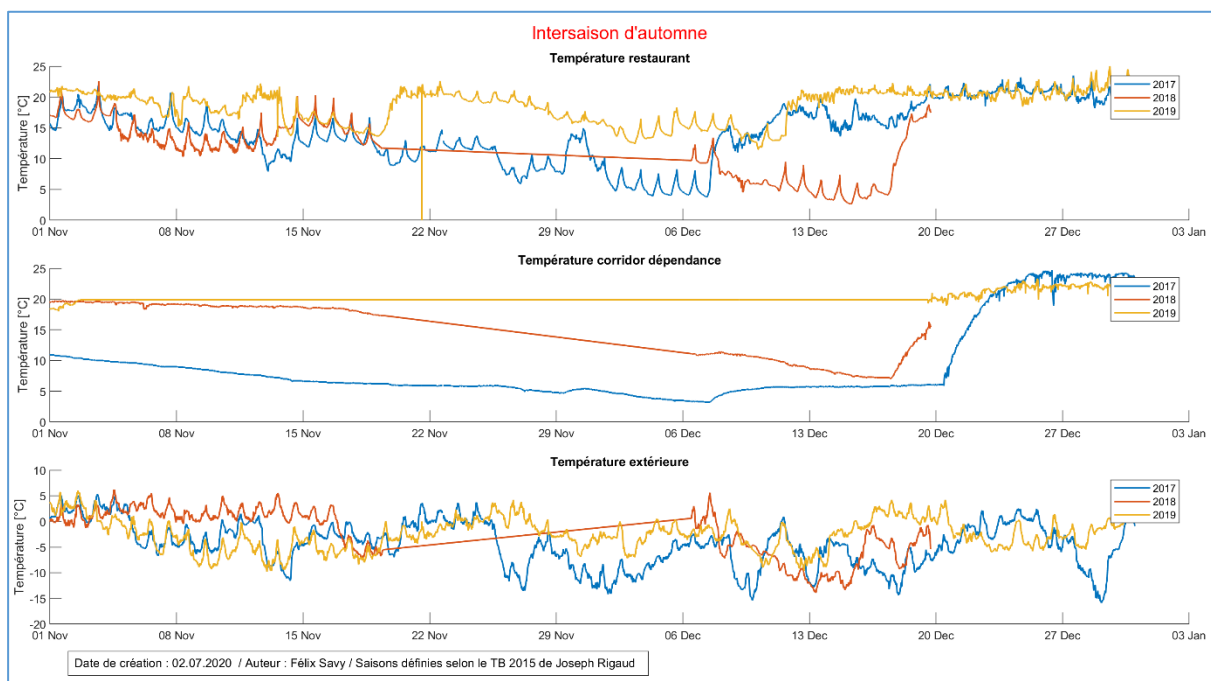


Figure 18 : Graphique – Mesures températures intérieures et extérieures - Saison d'automne

3.4 Solaire et fréquences

Les Figure 19 et Figure 20 montrent le rayonnement solaire et la production des panneaux solaires photovoltaïques, ainsi que la fréquence du réseau, pour un jour type d'été.

Comme dit précédemment, un problème de déconnexions inopinées de l'onduleur sur le réseau a été observé. Le but de ces graphiques était de mettre en lien les déconnexions de l'onduleur, avec les variations de la fréquence. Les mesures de fréquences sont, comme les autres mesures, données à la minute. Ce pas de temps ne permet malheureusement pas de voir s'il y a eu de rapides variations ponctuelles de la fréquence. On n'observe donc pas de variation de fréquence en lien avec les tombées à zéro soudaines de la puissance injectée par les PV sur le réseau. De plus, les mesures de puissance ont définition de 100W seulement. Ceci n'est pas suffisant pour observer les petites variations de

puissance qui pourraient avoir un lien avec la fréquence. Pour obtenir des résultats satisfaisants, il faudrait mettre en place une mesure de fréquence du réseau avec un pas de temps de l'ordre de la milliseconde et une mesure de puissance avec une définition de l'ordre du watt.

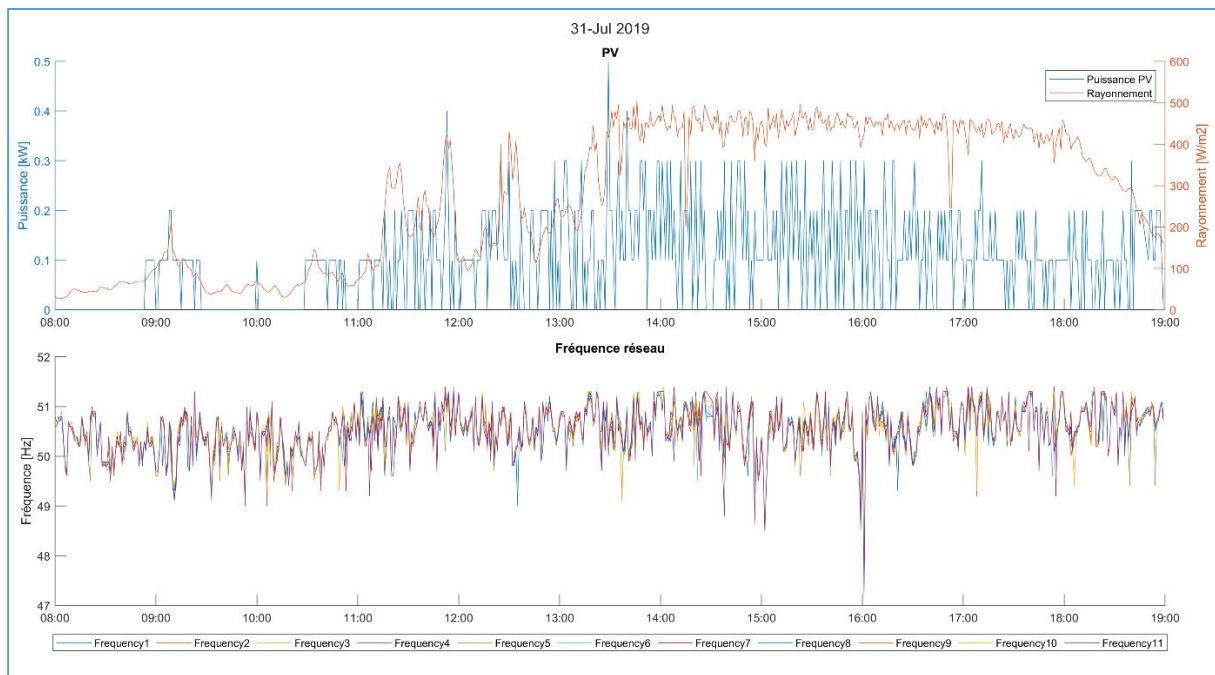


Figure 19 : Graphique – Mesures production PV et fréquence réseau - 31 Juillet 2019 8h à 19h

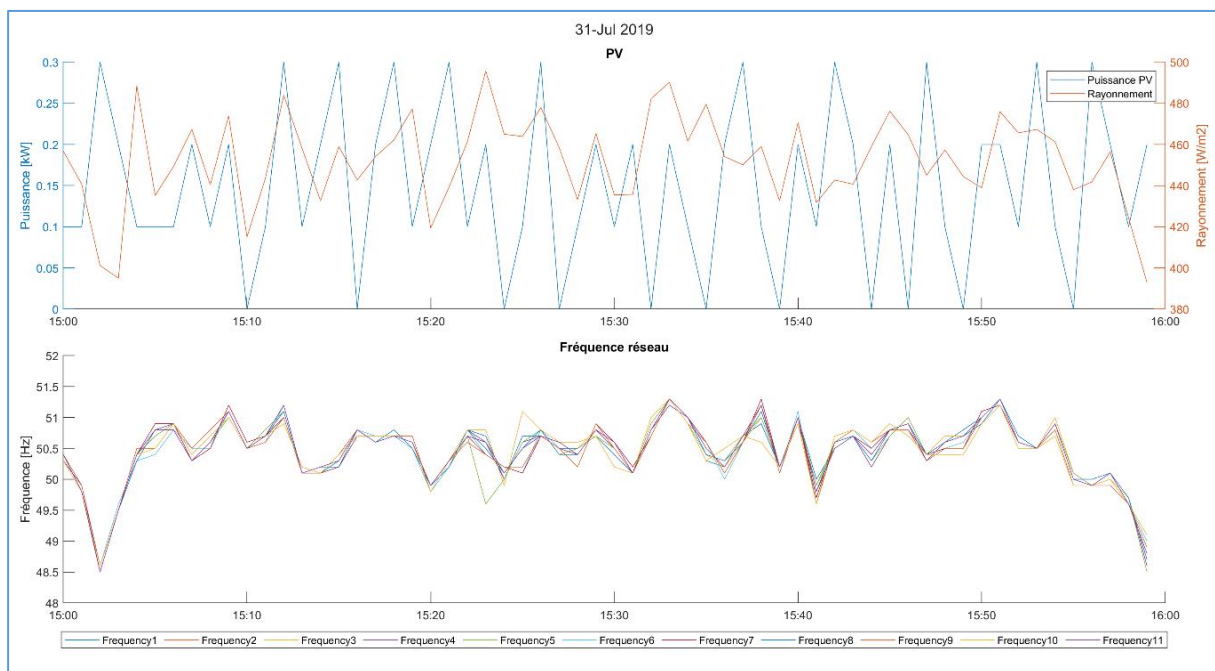


Figure 20 : Graphique - Mesures production PV et fréquence réseau - 31 Juillet 2019 15h à 16h

4 Analyse technico-économique power-to-gas

4.1 Vu d'ensemble des solutions techniques P2G connues

La Figure 21 montre les principales possibilités de P2G qui ont été initialement envisagées.

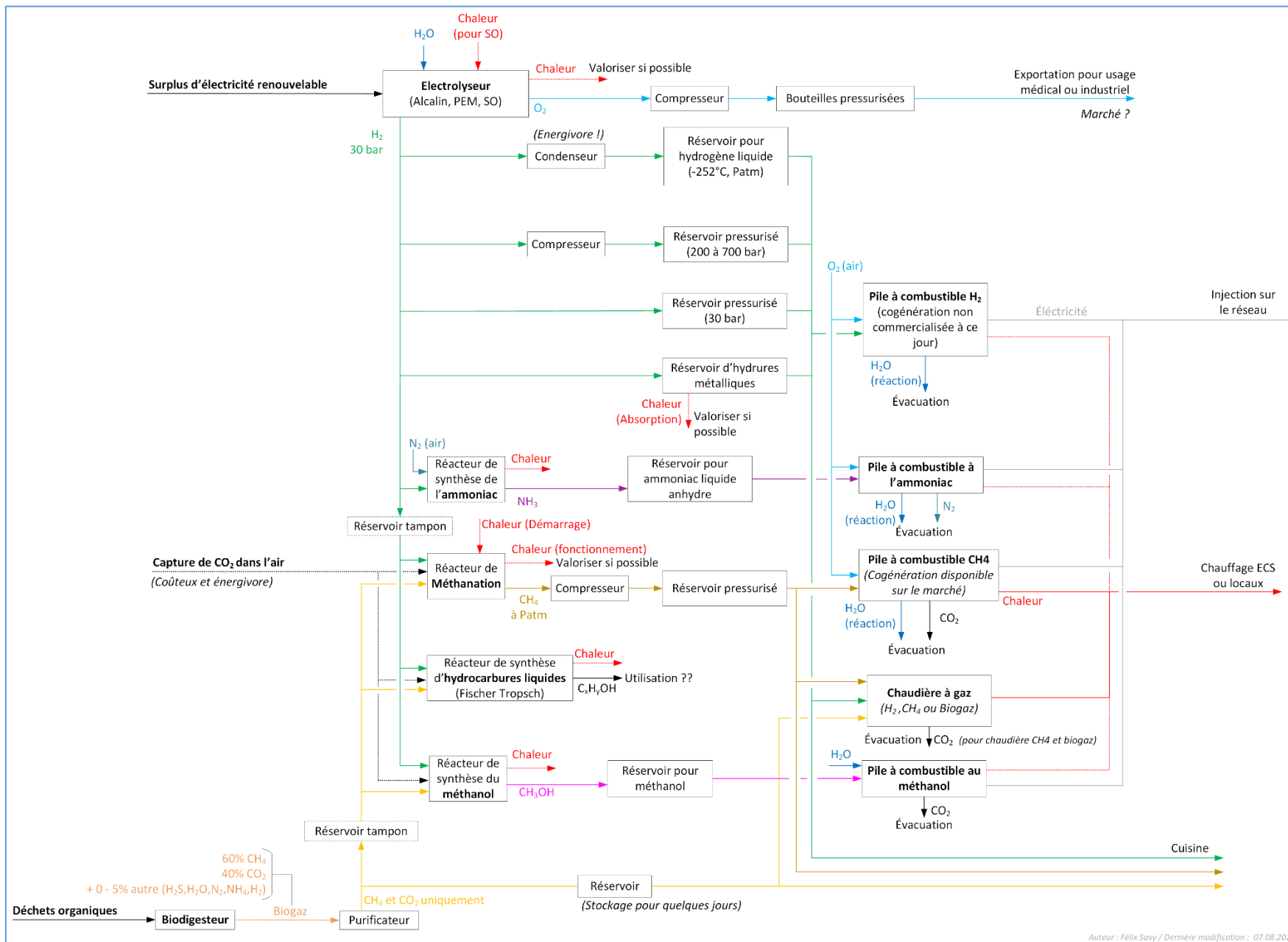
On y retrouve des systèmes de power-to-hydrogen (P2H) qui consistent à produire du dihydrogène (H_2) à partir d'eau et du surplus d'électricité via l'électrolyse de l'eau, le stocker sous différents états, puis enfin de le reconvertir en électricité grâce à une pile à combustible (PàC) ou de l'utiliser directement comme combustible pour produire de la chaleur.

Vient ensuite les possibilités de power-to-liquid (P2L), qui synthétise l'hydrogène produit par l'électrolyse en liquide tel que de l'ammoniac, du méthanol ou d'autres hydrocarbures, qui peuvent être ensuite stocké sous forme liquide. La synthèse nécessite d'autres produits pour la réaction, comme du dioxyde de carbone (CO_2), ou du nitrogène (N_2). Après leur stockage, les liquides peuvent, dans certains cas, être reconvertis en électricité grâce à une PàC, ou utilisés comme carburant.

Enfin, des solutions de power-to-methane (P2M) sont proposées. Cette méthode consiste à produire du méthane à partir de l'hydrogène généré par l'électrolyse et du CO_2 . Après son stockage sous forme gazeuse, le méthane peut être utilisé dans une PàC pour produire de l'électricité ou il peut être utilisé directement comme combustible pour produire de la chaleur.

Additionnellement, une production de biogaz peut servir de source de CO_2 pour différente réaction de synthèse, ou être utilisée directement comme combustible.

Une explication plus détaillée des trois familles du power-to-gas (P2H, P2L, P2M) est donnée dans les chapitres suivants. Il est également décrit pourquoi certaines solutions ne sont pas retenues pour la suite de l'analyse.



Auteur : Félix Savy / Dernière modification : 07.08.2020

Figure 21 : Schéma des possibilités de P2G

4.2 Power-to-hydrogen (P2H)

Cette section présente différentes possibilités de production, de stockage, et d'utilisation de l'hydrogène.

4.2.1 Production d'hydrogène

Il existe principalement 3 types d'électrolyseurs pour l'électrolyse de l'eau.

Le premier est l'électrolyseur **alcalin**, qui est le moins cher et le plus répandu dans le monde, car il est commercialisé depuis plusieurs dizaines d'années. Il utilise un électrolyte liquide tel que le l'hydroxyde de potassium (KOH), le carbonate de potassium (K_2CO_3), ou le bicarbonate de potassium ($KHCO_3$) [4]. L'utilisation de cet électrolyte liquide, qui permet le transport des ions, rend la maintenance compliquée. Son rendement se situe 60 et 70% de nos jours. Son plus gros défaut est de ne pas supporter d'importantes fluctuations de puissance. Il ne peut pas non plus opérer pour des puissances en dessous de 20% de sa puissance nominale [5] [6]. La pression de sortie peut aller jusqu'à 30 bar [6].

Le deuxième est l'électrolyseur **PEM (Proton Exchange Membrane)**, il est émergent sur le marché pour des applications de petite échelle jusqu'à 100 kW [7, p. 50]. Leur rendement est plus élevé et se situe entre 65 et 83%. La pureté de l'hydrogène produit est plus élevée et peut permettre de se passer d'un purificateur [5]. Ils démarrent plus rapidement et ils peuvent opérer jusqu'à moins de 5% de leur puissance nominale [5] [6]. La membrane a une durée de vie limitée généralement à quelques années et coûte cher. Globalement, il environ 10 à 15% plus cher que l'électrolyseur alcalin [8].

Enfin le dernier est l'électrolyseur à **oxyde solide (SO)**. Celui-ci ne sera pas expliqué et n'est pas retenu pour la suite de ce travail, car il fonctionne à haute température (700 - 1000°C). Il est intéressant uniquement pour des sites bénéficiant de rejets thermiques valorisables dans cette gamme de température, ce qui n'est pas le cas ici.

L'électrolyse ne produit pas seulement du dihydrogène, mais aussi du dioxygène. En théorie, celui-ci peut être revalorisé en le stockant dans des bouteilles pressurisées, puis en le vendant à des industries ou des hôpitaux par exemple. Cette option nécessite des infrastructures supplémentaires, ainsi qu'une étude de marché. Bien qu'elle puisse être un gain financier supplémentaire, elle ne permet pas une réduction des énergies fossiles consommées par l'hôtel. Elle ne sera donc pas prise en compte dans la suite de ce travail.

Les Figure 22 à Figure 24 montrent schématiquement le principe de fonctionnement des 3 types d'électrolyseurs, ainsi que les réactions chimiques qui s'y produisent.

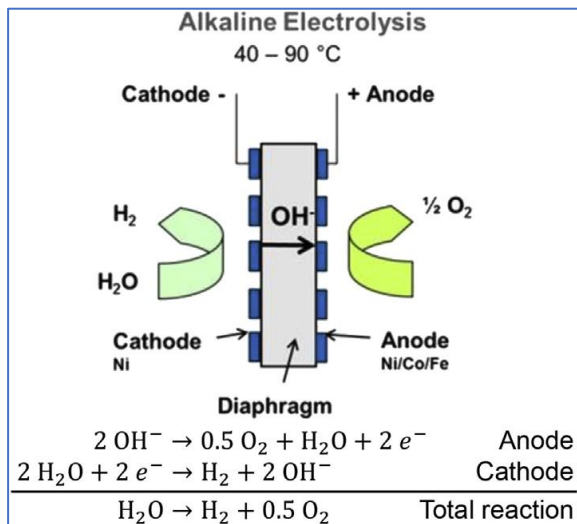


Figure 22 : Schéma de principe d'un électrolyseur alcalin [6]

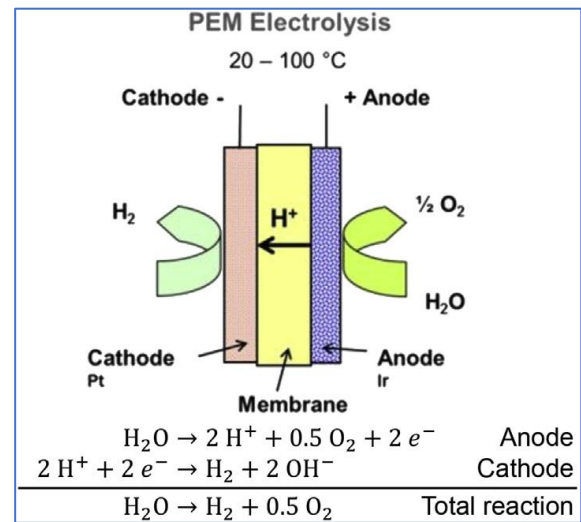


Figure 23 : Schéma de principe d'un électrolyseur PEM [6]

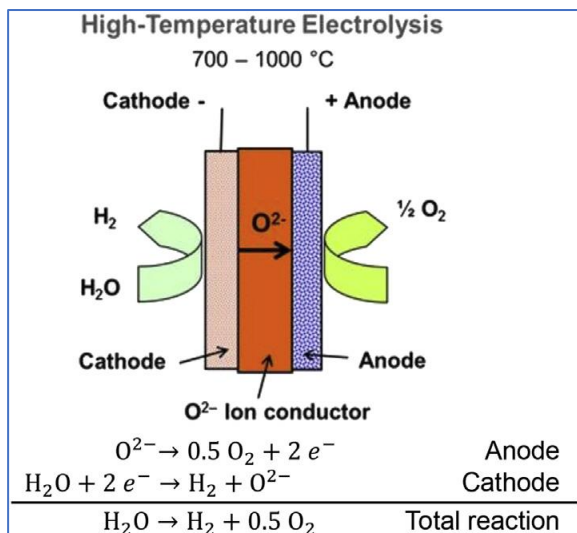


Figure 24 : Schéma de principe d'un électrolyseur SO (à haute température) [6]

4.2.2 Stockage d'hydrogène

Il est possible de stocker l'hydrogène sous forme gazeuse, liquide ou solide.

Bien que la densité de l'hydrogène soit près de 800 fois plus élevée sous forme liquide que gazeuse à température ambiante et pression atmosphérique, le stockage sous forme liquide n'est pas efficient, car l'hydrogène se condense à -252°C, et nécessite environ 40% de l'énergie qu'il contient (PCS) pour être liquéfié [7, p. 172]. De plus, le maintien de l'hydrogène à une telle température pendant plusieurs semaines, voire plusieurs mois, nécessiterait une isolation démesurée pour limiter l'élévation de la température de celui-ci. Cette application est dédiée à la mobilité où la densité énergétique volumique est un critère primordial. Cette forme de stockage ne sera donc pas retenue pour la suite de cette étude.

Le stockage sous forme solide de l'hydrogène est possible grâce à l'absorption de celui-ci dans la structure de certains alliages métalliques qui forment alors des hydrures métalliques. Ce phénomène est complètement réversible et permet donc un stockage sans pertes. La densité de stockage est très élevée, et peut être théoriquement supérieure à celle de l'hydrogène liquide. Il a aussi l'avantage d'être plus sécurisé, et les cycles de charges et décharges nécessitent une gestion électronique plus simple. Le seul changement de la pression appliquée au stockage engendre l'absorption ou la

désorption de l'hydrogène. Le gros désavantage est que le prix d'un tel système peut être jusqu'à 10 fois supérieur à celui d'un stockage sous forme de gaz comprimé [9].

Le stockage sous forme de gaz comprimé est le plus courant sur le marché, il permet de stocker les plus grands volumes et est le moins cher. Il peut être stocké à la pression de sortie de l'électrolyseur, soit jusqu'à environ 30 bar, ou à des pressions plus élevées grâce à un compresseur pour atteindre des pressions jusqu'à 700 bar. Plus la pression est élevée, plus le volume nécessaire au stockage est faible, mais plus l'énergie nécessaire à la compression est importante. Cette énergie de compression est non-négligeable, et doit donc être relevée sur la documentation du compresseur choisi. Le volume de stockage n'étant pas un critère primordial pour ce projet, la solution de stockage sans compression supplémentaire en sortie de l'électrolyseur semble la plus pertinente. En effet, on peut tout à fait imaginer poser le système de stockage dehors, dans un container à côté du réservoir de propane par exemple. La Figure 25 montre un exemple de stockage en container disponible sur le marché.

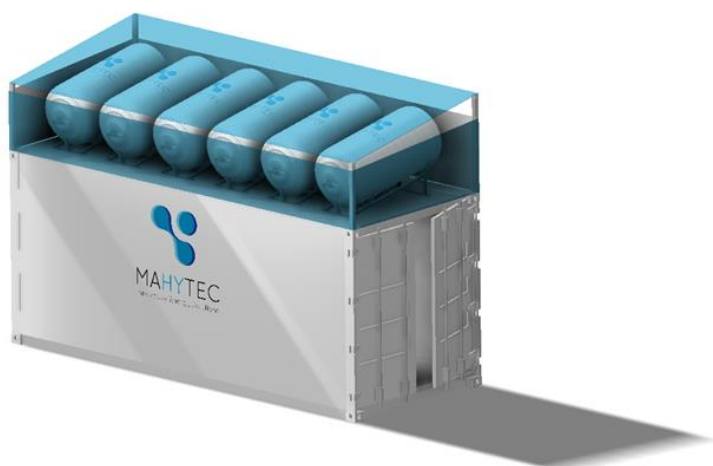


Figure 25 : Exemple stockage de H₂ (max 150 kg à 60 bar) en container. Solution Quadrhy 40ft de chez Mahytec.

4.2.3 Utilisation de l'hydrogène

Une fois stocké, l'hydrogène peut être utilisé pour produire de l'électricité à l'aide d'une pile à combustible (abrégé PàC, PàCO ou FC), on peut alors parler de power-to-power (P2P). Sinon, l'hydrogène peut être utilisé directement comme combustible dans une chaudière, ou même dans une cuisinière.

Comme pour les électrolyseurs, il existe principalement 2 types de PàC intéressante pour ce projet. La première est de type **alcalin** et la deuxième de type **PEM**. Les principaux avantages de la PàC PEM sont la meilleure réactivité à la variation de la charge électrique, et la simplicité de fonctionnement. Les opérations de maintenance sont donc réduites.

Dans les deux cas, l'hydrogène est le carburant, l'oxygène provenant de l'air l'oxydant, et, en plus de l'électricité produite, de l'eau ainsi que de la chaleur sont issues de la réaction.

La Figure 26 montre le principe de fonctionnement des PàC alcalin et PEM.

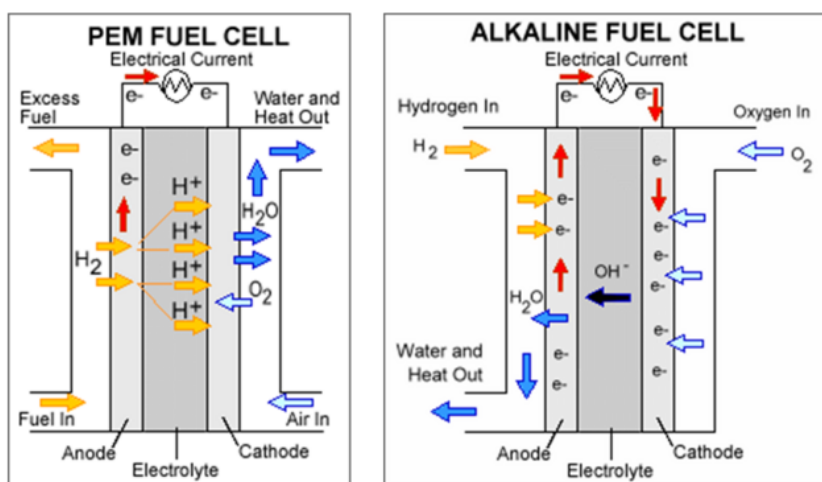
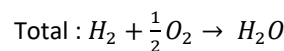
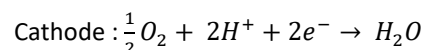
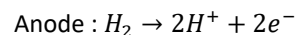


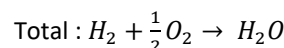
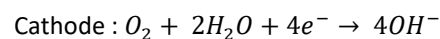
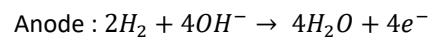
Figure 26 : Schéma de principe d'une pile à combustible PEM et alcaline

source : https://www.greencarcongress.com/2005/05/zap_and_apollo_.html

PEM



Alcalin



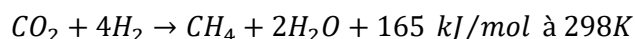
Le rendement global de toute la chaîne P2P (électrolyse, stockage, production d'électricité) est de l'ordre de 30 à 45%. Avec une récupération avancée de tous les rejets thermiques des processus, le rendement peut être amélioré jusqu'à atteindre typiquement 45 à 60% [10]. À ce jour, aucune PàC à l'hydrogène à cogénération de quelques kW n'est connue sur le marché. Un travail de diplôme de la HES-SO est en cours de réalisation, et vise à récupérer la chaleur émise par la réaction chimique.

Pour ce qui est de l'utilisation de l'hydrogène comme combustible, un usage en cuisine ne semble pas répandu à ce jour. Aucun exemple n'a été trouvé. La faible densité de l'hydrogène rend son stockage particulièrement difficile et coûteux, c'est certainement pourquoi il n'est pas utilisé en cuisine. L'énergie volumique de l'hydrogène est près de 4 fois inférieure à celle du propane à pression atmosphérique et température ambiante. Il faudrait donc des débits de gaz élevés pour cuire les aliments avec de l'hydrogène sur une durée équivalente à celle utilisant du propane.

En revanche, des chaudières à condensation à hydrogène existent sur le marché [11]. Une telle utilisation de l'hydrogène pour remplacer en partie la chaudière à mazout n'est donc pas utopique, et est retenue pour la suite de ce travail.

4.3 Power-to-méthane (P2M)

Au lieu de stocker directement l'hydrogène après l'électrolyse, il est possible de synthétiser celui-ci en méthane. Cette synthèse se base sur la réaction de Sabatier, définie comme telle :



Il faut mélanger l'hydrogène avec environ ¼ de dioxyde de carbone, pour obtenir du méthane et de l'eau. Un catalyseur, généralement un acide de Lewis, est utilisé pour faciliter la réaction. La réaction est exothermique, mais nécessite un préchauffage jusqu'à 200°C, pour éviter que le CO₂ n'interagisse avec le catalyseur. Pendant le fonctionnement, le réacteur doit être refroidi afin d'éviter les surchauffes causant une baisse du rendement de conversion.

Ce procédé est généralement utilisé pour pouvoir injecter du méthane synthétique dans le réseau de gaz naturel. Il n'existe évidemment pas de réseau de gaz naturel à proximité de l'hôtel.

Un avantage dans le cadre de ce projet, est que le méthane a un PCI de 35.9 kJ/l, contre seulement 12.9 kJ/l pour le dihydrogène [12]. Cela signifie qu'à volume égal, on peut stocker près de 3 fois plus d'énergie avec du méthane qu'avec de l'hydrogène. Cela peut être intéressant pour diminuer les coûts de stockage. En revanche, le procédé de méthanation nécessite du CO₂. La capture du dioxyde de carbone dans l'atmosphère demande de l'énergie électrique et est coûteuse. De plus, il n'existe pas

sur le marché de produit de petite envergure pour capturer le CO₂. La méthanisation n'a alors du sens que si l'on utilise le CO₂ contenu dans le biogaz produit par un digesteur. L'option de méthanation serait réellement intéressante si, dans le futur, une chaudière à gaz naturel venait à remplacer celle à mazout.

Il est aussi possible de générer de l'électricité à partir de PàC à CH₄. Contrairement aux PàC pour l'hydrogène, il existe des cogénérations disponibles sur le marché [13]. Dans le cadre de ce projet, d'un point de vue énergétique, la cogénération est actuellement le seul avantage de produire de l'électricité avec une PàC à CH₄, plutôt qu'avec une PàC à hydrogène. En effet, le rendement électrique de la PàC à méthane n'étant pas mieux que celui de la PàC à H₂, le rendement global de l'installation sera moins bon à cause du rendement de la méthanation qui se situe entre 75 et 85% [5].

D'un point de vue général, la production de méthane synthétique par méthanation est environ 15 à 30% plus cher que la simple production d'hydrogène par électrolyse [8]. Comme déjà mentionné précédemment, le coût du stockage sera certainement plus bas, mais la mise en place d'un biodigesteur est nécessaire. De plus, il faut prévoir des réservoirs tampons avant la méthanation, pour mettre en phase la production de H₂ et de CO₂.

Au finale, le P2M semble être d'un niveau de complexité supérieure au P2H, pour des avantages moindres. Toutefois, cette option n'est pas exclue pour la suite de ce travail, car elle peut être une solution intéressante pour revaloriser le CO₂ produit par un futur biodigesteur.

4.4 Power-to-liquid (P2L)

Après la production d'hydrogène par électrolyse, il est aussi possible de synthétiser celui-ci en carburants de synthèses liquides. Le principal avantage est que ceux-ci sont stockables sous forme liquide à température ambiante et des pressions relativement peu élevées.

La synthèse de l'hydrogène en méthanol (CH₃OH) ou autres hydrocarbures nécessite du CO₂. Pour les mêmes raisons que la synthèse du méthane, un biodigesteur serait donc nécessaire.

La synthèse de l'hydrogène en ammoniac anhydre (NH₃) a l'avantage de ne nécessiter que du H₂ et de l'azote (N₂), qui est le composant principal de l'oxygène.

Autant pour le méthanol que pour l'ammoniac, il existe sur le marché des piles à combustible utilisant le carburant directement [14]. Toutefois, celles-ci visent une utilisation off-grid avec livraison de carburant par camion. Il n'existe pas de chaîne complète (production, stockage, utilisation) de P2L à petite échelle pour des applications off-grid. Contrairement aux éléments du P2H, il n'existe pas tous les produits de la chaîne sur le marché. Il est par exemple impossible de trouver sur le marché les réacteurs pour la synthèse des liquides.

Cette technologie est encore au stade de développement et cible, dans un premier temps, une application dans les transports [15]. L'importante énergie massique rend cette solution particulièrement attrayante dans ce domaine, comme carburants alternatifs durables. Cette option n'est pas retenue pour la suite de ce projet à cause de son manque de maturité, mais pourrait devenir intéressante dans le futur. En effet, elle permettrait de convertir tout le surplus d'énergie renouvelable (solaire, hydraulique, etc.) en carburant universel utilisable dans les véhicules, les chaudières, et les PàC dédiées.

4.1 Dimensionnement P2G hôtel

4.1.1 Energie à disposition selon l'état actuel

La Figure 27 montre que presque toute la production hydroélectrique gaspillée dans la rivière est répartie sur les mois où la génératrice n'est pas utilisée. Pour simplifier, on peut partir du principe qu'il faut stocker tout le surplus hydroélectrique dans le système P2G, afin de le restituer en hiver à la place de la génératrice.

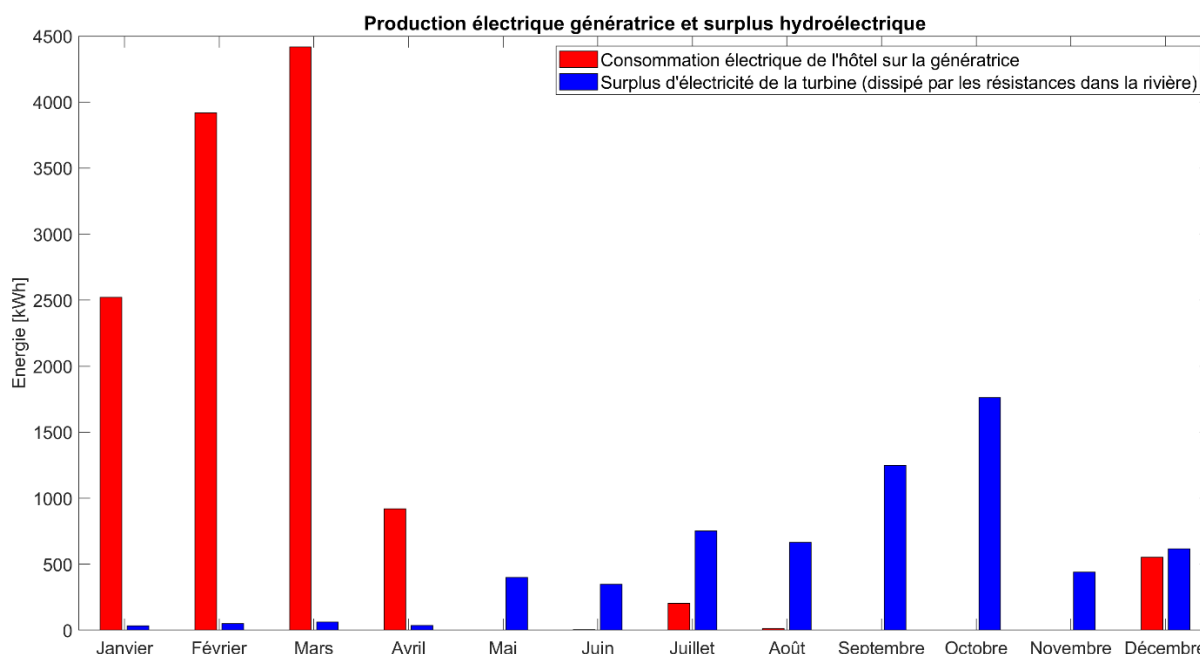


Figure 27 : Graphique - Production électrique par génératrice et surplus hydroélectrique (moyenne mesures 2017, 2018, 2019)

Le Tableau 3 montre l'énergie disponible pour le système P2G, ainsi que l'électricité produite par la génératrice. On se rend compte que, même avec un rendement de 100%, il ne serait pas possible de remplacer la génératrice par le système P2G. De nombreuses options ont été présentées quant à l'utilisation de l'hydrogène produit par le système P2G. Vu la faible quantité d'énergie à disposition, il faut concentrer son utilisation pour remplacer la génératrice. En effet, celle-ci ayant le rendement le plus faible (44% électrique et thermique compris), rend le remplacement de sa production électrique l'élément qui a le plus grand impact sur l'économie de mazout.

Il apparaît aussi qu'en 2018, le surplus d'énergie hydroélectrique est nettement plus faible que les autres années. Ceci est probablement dû aux trous de données de mesures importants cette année-là, ce qui a déjà été évoqué au chapitre 3.1. On voit également que l'estimation du surplus d'énergie électrique du chapitre 2.2, provenant d'un ancien travail, a été surévaluée.

	2017	2018	2019	moyenne
Production génératrice [kWh _{élec}]	12'720	13'206	12'141	12'689
Surplus hydroélectrique [kWh _{élec}]	8'782	3'020	7'932	6'578

Tableau 3 : Energie production génératrice et surplus hydroélectrique, par année

La Figure 28 montre ces mêmes énergies sous forme de puissance classée. Cela donne rapidement une idée de la puissance que doit supporter et fournir le système P2G. On voit par exemple qu'il n'est pas nécessaire de fournir une puissance de plus de 18 kW environ, car il y a très peu d'heures à des puissances entre 18 et 25 kW. Or le prix d'un système permettant de fournir 25 kW risque d'être significativement plus élevé qu'un système de 18 kW.

Toutefois, toute la puissance n'est pas couverte par un électrolyseur ou une PàC. Des batteries chimiques et un convertisseur sont nécessaires entre le réseau et le système P2G. Ce sont eux qui vont

encaisser les puissances trop importantes pour le système P2G, puis fournir au système ou au réseau les puissances adéquates. L'ordre de grandeur de la capacité des batteries est de 1 kWh de capacité par kW de puissance couverte. Au final, on aura par exemple un électrolyseur de 3 kW, une PàC de 5 kW, et un stack de batteries de 20 kWh avec un convertisseur bidirectionnel de 20 kW.

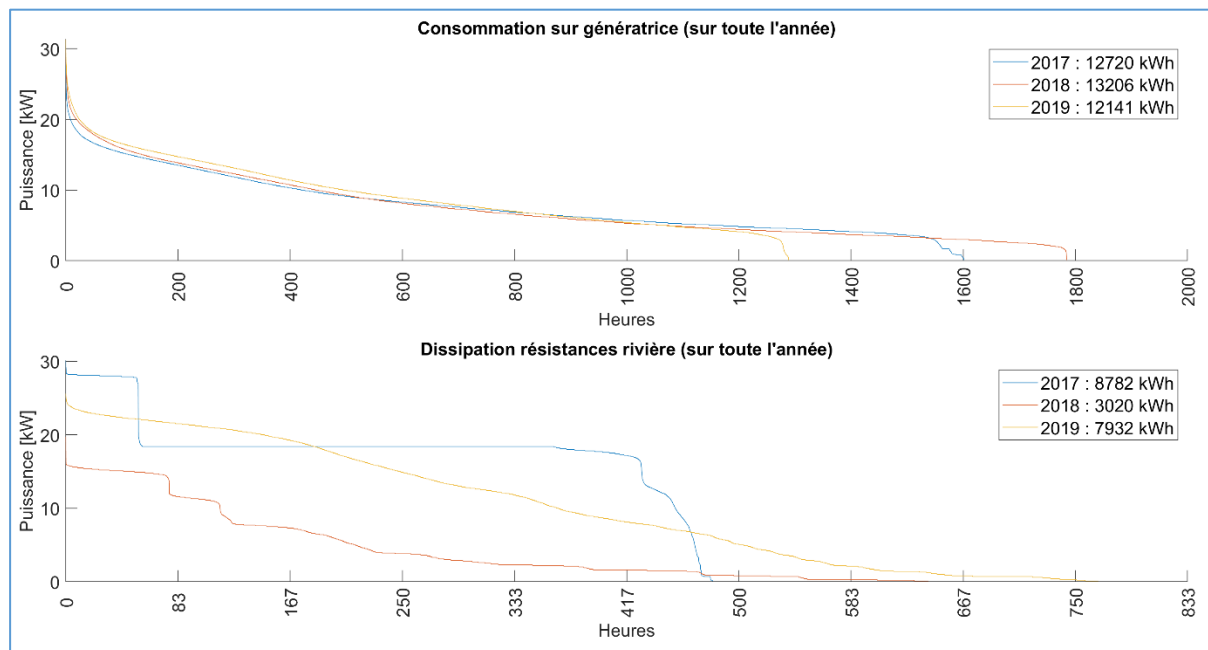


Figure 28 : Graphique - Puissances classées de la consommation sur la génératrice et du surplus hydroélectrique

Pendant les intersaisons, les injecteurs de la turbine sont ouverts assez pour éviter le gel dans les bâtiments, mais pas trop pour ne pas gaspiller plus d'énergie dans les résistances de la rivière. On peut donc estimer l'énergie supplémentaire potentiellement récupérable pour le système P2G. Celle-ci est estimée à 6'660 kWh. Ceci est calculé à partir de la moyenne de 2017, 2018 et 2019 pour les intersaisons de printemps et d'automne, avec des interpolations linéaires selon l'exemple graphique de la Figure 29. Cela permettrait donc de doubler l'énergie à disposition pour le stockage saisonnier. Toutefois, comme déjà mentionné, le stockage d'environ 6 à 8 MWh_{élec} avec un système P2G est déjà un réel défi au niveau des quantités d'hydrogène à stocker.

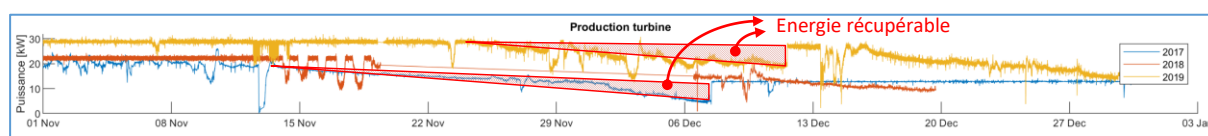


Figure 29 : Graphique - Exemple d'énergie récupérable pour le P2G en ouvrant plus les injecteurs pendant les intersaisons

4.1.1 Production d'hydrogène selon surplus d'énergie actuelle

Paramètres	valeur	unité	Source/remarques
η_{EC} : Rendement électrolyseur	0.7	-	[7, p. 157]
$consEleTh$: Consommation minimale théorique électrolyse de l'eau	39.4	kWh/kg.H2	[7, p. 5]
$consoEle$: Consommation électrolyse y.c rendement électrolyseur	56	kWh/kg.H2	$consoEleTh * \eta_{EC}$
ρ_{H2} : Masse volumique H2 (à T et P ambiant)	8.99E-02	kg.H2/Nm3	[7, p. 78]

Tableau 4 : Paramètres pour calculs de production d'hydrogène selon le surplus d'énergie

Les Équation 1 à Équation 8 sont utilisées pour calculer l'hydrogène qu'il est possible de produire en utilisant le surplus d'électricité hydroélectrique.

$$\text{Masse de H2 produite [kg]} = \frac{\text{Surplus énergie élec. [kWh]}}{\text{consoEle [kWh/kg]}}$$

Équation 1 : masse de H2 produite

$$\text{Volume de H2 [Nm}^3\text{]} = \frac{\text{Masse H2 [kg]}}{\rho_{H2} \left[\frac{\text{kg}}{\text{Nm}^3} \right]}$$

Équation 2 : Volume de H2

Le Tableau 5 présente les résultats du potentiel de production d'hydrogène avec le surplus d'hydroélectricité actuel.

	2017	2018	2019	Moyenne	Unités
Masse de H2 produit	156	54	141	117	kg
Volume H2 produit	1736	597	1568	1300	Nm3

Tableau 5 : Potentiel de production d'hydrogène avec le surplus d'hydroélectricité actuel

4.1.2 Hydrogène nécessaire au remplacement de la génératrice

Paramètres	valeur	unité	Source/remarques
η_S : Rendement stockage	0.95	-	Varie légèrement selon la technologie choisie
η_{FC} : Rendement électrique pile à combustible	0.5	-	[7, pp. 340,353,354]
ΔG : Enthalpie libre ($H_2 + 1/2(O_2) \rightarrow H_2O$)	-2.37E+02	kJ/mol	[7, p. 339]
	-6.58E-02	kWh/mol	
M_{H_2} : masse molaire H2	2.02E-03	kg/mol	[7, p. 75]
Em_{H_2} : Energie massique H2	32.66	kWh/kg.H2	$\Delta G / M_{H_2}$

Tableau 6 : Paramètres pour calculs de besoin en hydrogène pour remplacer la génératrice

Ici le dimensionnement vise à remplacer la totalité de l'énergie électrique produite par la génératrice. L'Équation 3 montre comment calculer la masse d'hydrogène nécessaire.

$$\text{Masse de H2 nécessaire [kg]} = \frac{\text{Energie consommée par la génératrice [kWh]}}{\eta_S [-] * \eta_{FC} [-] * Em_{H_2} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right]}$$

Équation 3 : Masse de H2 nécessaire pour remplacer la production électrique de la génératrice

Le Tableau 7 montre les résultats de l'hydrogène nécessaire au remplacement total de la génératrice.

Les volumes sont calculés selon l'Équation 2.

	2017	2018	2019	Moyenne	Unités
Masse de H2 nécessaire	820	851	818	830	kg
Volume de H2 nécessaire	9122	9470	9100	9230	Nm3

Tableau 7 : Hydrogène nécessaire pour remplacer l'électricité produite par la génératrice

On remarque que la quantité d'hydrogène nécessaire est environ 2 à 4 fois plus importante que lors du dimensionnement par surplus d'énergie. Or les quantités d'hydrogène à stocker de l'ordre de 100 kg nécessitent déjà des infrastructures importantes et des coûts élevés. C'est pourquoi pour la suite de ce travail, seule l'analyse du stockage de l'hydrogène produit par le surplus d'énergie hydroélectrique est considérée.

4.1.3 Stockage d'hydrogène

Paramètres	valeur	unité	Source/remarques
R : Cste gaz parfait	8.314	J/mol*K	
a : Cste interaction/répulsion dipôle	2.48E-02	m ⁶ *Pa/mol ²	[7, p. 167]
b : Cste volume occup. par molécules H2	2.66E-05	m ³ /mol	[7, p. 167]
Pression max à la sortie de l'électrolyseur	30	bar	Système du labo
pHyd : Densité stockage hydrure métallique	50	kg.H2/m ³	Voir selon fournisseur

Tableau 8 : Paramètres pour calculs sur stockage de l'hydrogène

Pour un stockage du H2 sous forme gazeuse, le volume du réservoir en fonction de la pression de stockage choisie peut être approximé selon l'Équation 4 ou l'Équation 5.

$$p_{\text{gaz parfait}}(V)[Pa] = \frac{n [\text{mol}] * R \left[\frac{J}{\text{mol} * K} \right] * T [K]}{V [m^3]}$$

Équation 4 : loi des gaz parfaits

$$p_{\text{gas Van der Waals}}(V) = \frac{n [\text{mol}] * R \left[\frac{J}{\text{mol} * K} \right] * T [K]}{V [m^3] - n [\text{mol}] * b \left[\frac{m^3}{\text{mol}} \right]} - a \left[\frac{m^6 * Pa}{\text{mol}^2} \right] * \frac{(n [\text{mol}])^2}{(V [m^3])^2}$$

Équation 5 : équation de Van der Waals

La Figure 30 montre l'écart entre les deux équations pour des pressions de stockage allant de 30 à 700 bar. On peut voir que l'erreur relative augmente linéairement, allant de 15 à 85%. Celle-ci est calculée selon l'Équation 6. Pour la suite de ce projet, l'équation des gaz parfaits est utilisée pour des pressions de stockage inférieures à 200 bar (erreur de moins de 30%) et celle de Van der Waals pour les plus hautes pressions, afin de limiter le sous-dimensionnement des réservoirs. Il ne faut toutefois pas oublier que cette erreur est celle entre 2 modèles théoriques, et non pas avec la réalité.

$$\text{Erreur relative } [\%] = \frac{V_{\text{gaz parfait}}[m^3] - V_{\text{Van der Waals}}[m^3]}{V_{\text{gaz parfait}}[m^3]} * 100$$

Équation 6 : Erreur relative du volume entre la loi des gaz parfaits et l'équation de Van der Waal à pression égale

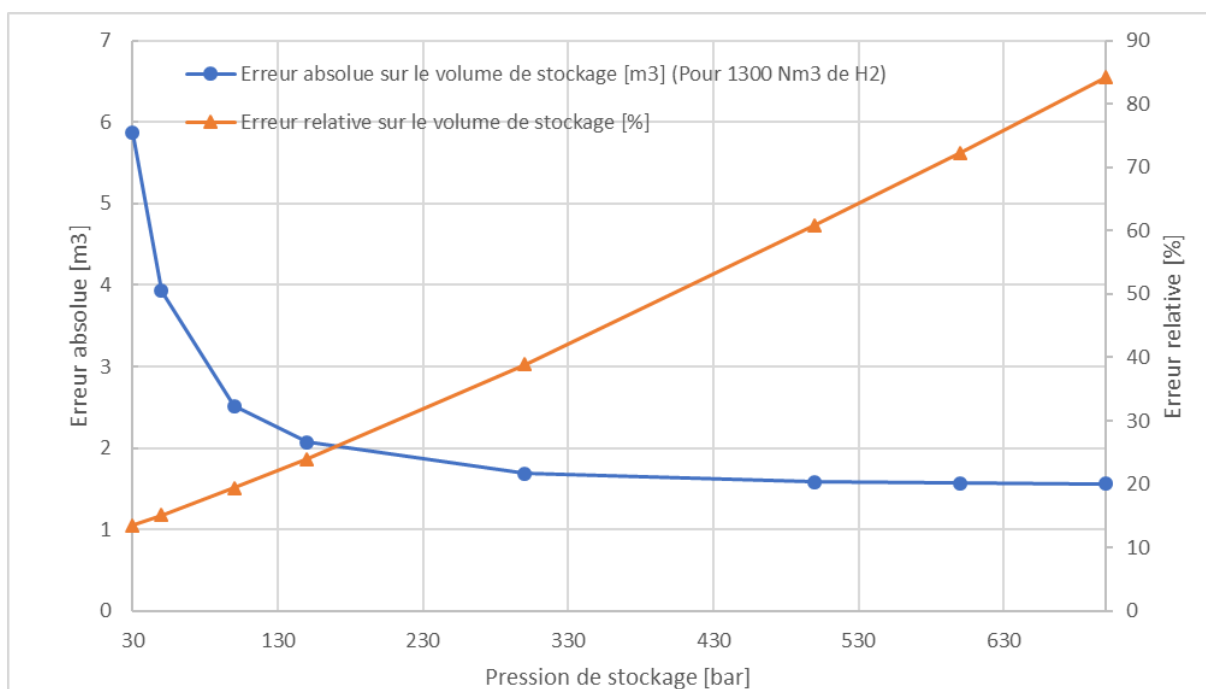


Figure 30 : Graphique - Erreur entre l'utilisation de la loi des gaz parfaits et l'équation de Van Der Waals

L'Équation 7 permet, en théorie, d'approximer l'énergie nécessaire à la compression de l'hydrogène pour le stockage. Toutefois, cette énergie est loin de la réalité, car la compression n'est en réalité jamais isotherme [7, p. 170]. Pour estimer cette énergie, la suite de ce travail se base sur des comptes rendus d'expériences réels. On retiendra qu'il faut environ **2 kWh/kg** [16], [17] pour une compression de 30 à 200 bar, et **6 kWh/kg** [18], [17] pour une compression de 30 à 700 bar.

L'énergie de compression résulte à une réduction de la quantité d'hydrogène produite par l'électrolyseur. Par conséquent, la quantité d'hydrogène produite est recalculée selon les Équation 1 et Équation 2 en corrigeant l'énergie électrique disponible, puis le volume du réservoir est recalculé à partir du résultat.

$$\text{Energie compression [kWh]} = \frac{R \left[\frac{J}{\text{mol} \cdot K} \right] * T[K] * \ln \left(\frac{P}{P_0} \right) * n[\text{mol}]}{3.6 * 10^6}$$

Équation 7 : Energie de compression isotherme

Le Tableau 9 montre les énergies de compression pour des systèmes de stockage à 200 ou 700 bar.

	2017	2018	2019	Moyenne	Unités
Energie de compression 30 à 200 bar	312	108	282	234	kWh
Perte énergétique rapport au surplus hydroélectrique (compression de 30 à 200 bar)	3.6				%
Energie de compression de 30 à 700 bar	936	324	846	672	kWh
Perte énergétique rapport au surplus hydroélectrique (compression de 30 à 700 bar)	10.7				%

Tableau 9 : Energie de compression pour des stockages d'hydrogène à 200 ou 700 bar

L'Équation 8 est utilisée pour calculer le volume d'un réservoir de stockage de l'hydrogène sous forme solide, à base d'hydrures métalliques.

$$\text{Volume réservoir hydrures métalliques [m}^3\text{]} = \frac{\text{Masse H2 produite [kg]}}{\rho_{\text{Hyd}} \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right]}$$

Équation 8 : Volume réservoir d'hydrures métalliques

Le Tableau 10 montre les volumes de réservoirs calculés pour les différentes possibilités de stockage de l'hydrogène.

	2017	2018	2019	Moyenne	Unités
Réservoir H2 à 30 bar	58	20	52	43	m ³
Réservoir H2 à 200 bar	8	3	8	6	m ³
Réservoir H2 à 700 bar	4.1	1.4	3.7	3.1	m ³
Volume H2 solide (hydrures métalliques)	3.1	1.1	2.8	2.3	m ³

Tableau 10 : Résultats du dimensionnement des réservoirs de stockage de l'hydrogène

4.1.4 Potentiel biogaz

La dégradation de la matière organique par une population microbienne, en l'absence d'oxygène, rend la production de biogaz possible. Celui-ci est composé principalement de méthane et de CO₂, mais aussi en moindre quantité, d'impuretés tels que le l'hydrogène sulfuré, de la vapeur d'eau, de l'azote, etc. La décomposition de la matière première n'étant pas complète, il reste également du « digestat » en sortie. Celui-ci est comparable à du compost, et peut alors est revaloriser en tant que fertilisant dans des cultures par exemple.

Qu'elle soit combinée dans une solution de P2G ou utilisée indépendamment, une production de biogaz sur site semble pertinente pour un lieu en ilotage comme celui-ci. En effet, le dioxyde de carbone pourrait être utilisé pour synthétiser l'hydrogène en autre produit, et le méthane pourrait être utilisé directement en cuisine ou dans une chaudière à gaz. Ceci permettrait de réduire la consommation de propane et/ou de mazout.

Le Tableau 11 montre les paramètres utilisés pour l'estimation de potentiel de production de biogaz sur site. Le taux d'occupation mensuel de l'hôtel (**TOcc**), utilisé pour les calculs, a été repris d'un précédent travail [1].

Paramètres	unité	valeur	Source/remarques
OccMax : Occupation maximale hôtel	pers./mois	1200	[1]
QteDOC : Qté déchets organiques de cuisine	kg/pers./repas	0.12	[19] [20]
Épluchure et déchets de table	%	94	[19]
Huiles usagées	%	6	[19]
Potentiel méthanogène résidus alimentaires	Nm ³ .CH ₄ /kg	6.30E-02	[21]
Potentiel méthanogène huiles alimentaires	Nm ³ .CH ₄ /kg	7.84E-01	[21]
PM : Potentiel méthanogène total	Nm ³ .CH ₄ /kg	1.06E-01	Moyenne pondérée
Tco2 : Taux de CO ₂ dans le biogaz	%	40	[22]
PBcui : Potentiel de production de biogaz avec les déchets de cuisine	Nm ³ /kg	1.49E-01	PM + 40%
QteDOF : Qté déjection fécale	kg/pers./j	0.2	[22]
PBfec : Potentiel de production de biogaz matière fécale (60% CH ₄)	Nm ³ /kg	4.00E-01	[22]

Tableau 11 : Paramètres pour l'estimation de potentiel de production de biogaz

Les Équation 9 et Équation 10 montrent comment le potentiel mensuel de production de biogaz a été calculé.

$$\text{Potentiel biogaz déchets cuisine} \left[\text{Nm}^3/\text{mois} \right] = T_{Occ} * OccMax * 2 * Q_{teDOC} * PB_{cui} * 30$$

Équation 9 : Potentiel de biogaz des déchets de cuisine

$$\text{Potentiel biogaz eaux usées} \left[\text{Nm}^3/\text{mois} \right] = T_{Occ} * OccMax * Q_{teDOF} * PB_{fec} * 30$$

Équation 10 : Potentiel de biogaz des eaux usées

La Figure 31 et le Tableau 12 montrent les résultats du potentiel de production de biogaz. On remarque que le potentiel de production lié aux déchets de cuisine est près de deux fois plus faible que pour les eaux usées. Toutefois la méthanisation des eaux usées est plus compliquée : taux de matière sèche plus faible, collecte plus compliquée, etc. Ceci n'est pas négligeable pour la suite de cette étude.

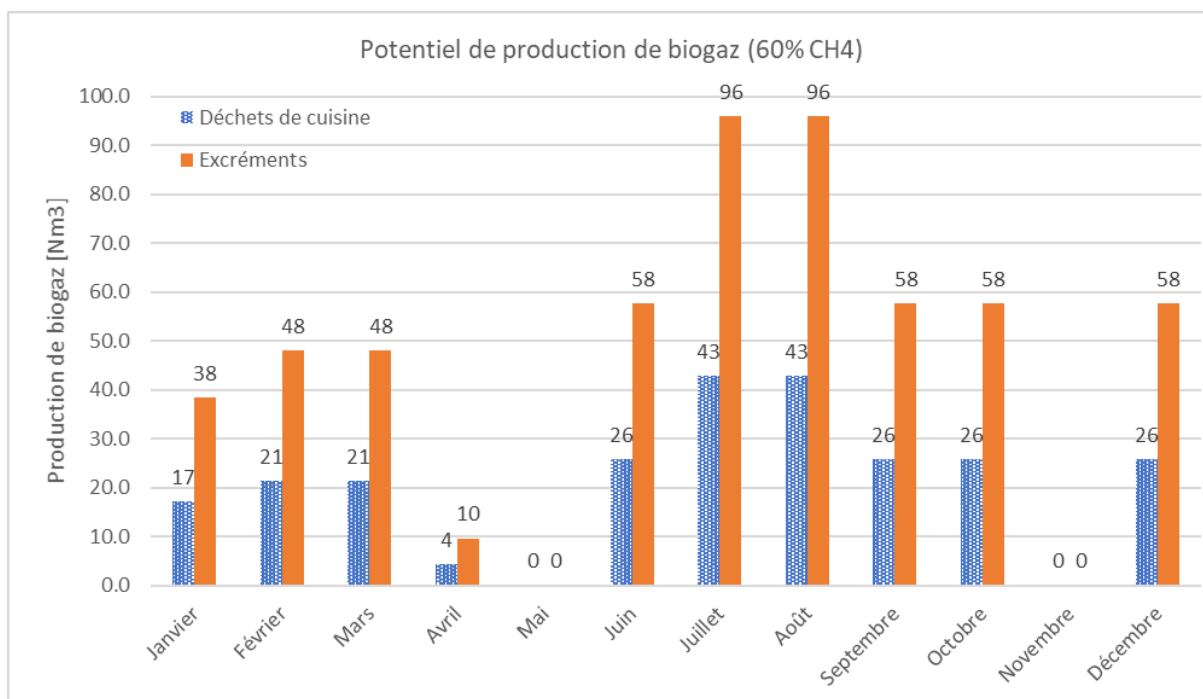


Figure 31 : Graphique du potentiel de production de biogaz mensuelle

Saison d'hiver	208	Nm³
Intersaison de printemps	83	
Saison d'été	444	
Intersaison d'automne	83	

Tableau 12 : Potentiel total de production de biogaz (60% CH4) par saison

Le potentiel total de production correspond à 819 Nm³/an de biogaz. Avec un pouvoir calorifique inférieur de 9.96 kWh/Nm³, cela représente une énergie de **4'900 kW_{th}/an**. Cela est faible par rapport à l'énergie thermique produite à partir du mazout (plus de 210'000 kWh_{th}/an) et celle produite par le propane (près de 22'000 kWh_{th}/an). Même en comptant le potentiel de production de biogaz grâce aux eaux usées, seulement 2% de la consommation de mazout et propane serait remplacée.

Pour le dimensionnement du digesteur, il faut connaître le temps de rétention hydraulique (**TRH**) qui dépend du taux de matière sèche et de la température dans le digesteur. En prenant un taux de matière sèche de 6% et une température entre 20 et 25°C, le temps de rétention hydraulique est de 54 jours [22, p. 8]. Dans notre cas, l'apport massique journalier moyen est au maximum de 17.6 kg/j. Le volume du digesteur peut alors être estimé selon l'Équation 11.

$$\text{Volume biodigester } [m^3] = \text{apport massique} * TRH = 17.6 \left[\frac{kg}{j} \right] * 54 [j] = \mathbf{950 \text{ litres}}$$

Équation 11 : Dimensionnement biodigester

Attention toutefois à la fiabilité de ce calcul, car le temps de rétention hydraulique peut varier considérablement en fonction de la composition des déchets et de la température. Une mesure de taux de matière sèche pourrait être effectuée sur les déchets réellement présents dans l'hôtel pour affiner la fiabilité du calcul.

Un calcul complémentaire a été fait à l'aide d'un fichier Excel de dimensionnement de digesteur qui a été fourni par un enseignant. Les résultats quant au volume du digesteur nécessaire sont très proches de ceux ci-dessus. Ils varient entre 1 et 2 m³ suivant le taux de matière sèche contenu dans les déchets.

4.1.5 Méthanation

Paramètres	valeur	unité	Source/remarques
M.H2 : masse molaire H2	2.02E-03	kg/mol	[7, p. 75]
ρ_{CO2} : Masse volumique CO2	1.87	kg/Nm ³	[23]
M.CO2 : Masse molaire CO2	4.40E-02	kg/mol	[23]

Tableau 13 : Paramètres pour calculs sur la méthanation

Comme présenté au chapitre 4.3, il faut une proportion de ¼ de CO₂, pour synthétiser l'hydrogène en méthane. Il est ici question de comparer le nombre de molécules de CO₂ produites par le biogaz, avec le nombre de molécules de H₂ produite par l'électrolyse.

L'Équation 12 montre comment le nombre de moles de H₂ est calculé.

$$n_{H2} : \text{nombre de moles de H2 produites } [mol] = \frac{\text{Masse H2 produite } [kg]}{M.H2}$$

Équation 12 : moles de H2 produites

L'Équation 13 montre comment est calculé le nombre de moles produites avec un biogaz contenant 40% de CO₂.

$$n_{CO2} : \text{nombre de moles de CO2 produites } [mol] = \frac{V_{biogaz} [Nm^3] * 0.4 * \rho_{CO2} \left[\frac{kg}{Nm^3} \right]}{M.CO2 \left[\frac{kg}{mol} \right]}$$

Équation 13 : moles de CO2 produites

Le Tableau 14 montre les résultats du rapport de proportionnalité entre la quantité d'hydrogène et de dioxyde de carbone pour la méthanation. La quantité de CO₂ provient du potentiel de biogaz comprenant les déchets de cuisines et les eaux usées. Pour synthétiser tout l'hydrogène, il faut que le rapport nH₂/nCO₂ soit au moins de 4. On peut voir qu'il y a en moyenne une proposition juste suffisante pour méthaniser tout l'hydrogène. Attention toutefois à ne pas oublier qu'il faut prévoir des réservoirs tampons, pour avoir l'hydrogène et le CO₂ disponibles au même moment à l'entrée du réacteur de méthanation.

	2017	2018	2019	Moyenne	Unités
n H2	77394	26614	69903	57970	mol
n CO2	13920				mol
Rapport nH2/nCO2	5.6	1.9	5.0	4.2	-
Quantité de H2 synthétiser	139	48	126	104	%

Tableau 14 : Résultats proportionnalité pour la méthanation

4.1.6 Solutions retenues pour l'hôtel

La Figure 32 montre les solutions P2G retenues qui sont les plus appropriées pour l'hôtel, et techniquement réalisables à l'heure actuelle. Cela inclut 14 chemins de transit des gaz possible, selon la compatibilité présentée dans le Tableau 15.

	Stockage	Utilisation	Remarques
i.	<i>H₂</i> 1,2,3	→ a,c,d	
ii.	<i>CH₄</i> 4	→ b,c,d	Implique biodigesteur
iii.	<i>Biogaz</i> 5	→ c,d	Utilisable en parallèle de i.

Tableau 15 : Chemins possibles pour les différents gaz

L'option la plus réaliste et la plus pertinente est de stocker directement l'hydrogène à la pression de sortie de l'électrolyseur (chemin n°2), et ensuite de l'utiliser dans une pile à combustible (chemin a). Le volume de stockage n'étant pas un critère primordial, cette option permet le meilleur rendement de stockage de l'hydrogène, et le plus grand impact de réduction de mazout grâce au remplacement partiel de la génératrice.

Les chemins impliquant un besoin en biogaz sont théoriquement réalisables à l'heure actuelle, mais complexes à mettre en place. Il faudrait tout d'abord s'assurer que l'implantation d'un biodigesteur sur le site de l'hôtel est possible. En effet, seule une étude approfondie permettrait de dire si le digesteur fonctionnerait correctement aux températures et à l'altitude particulières de l'hôtel.

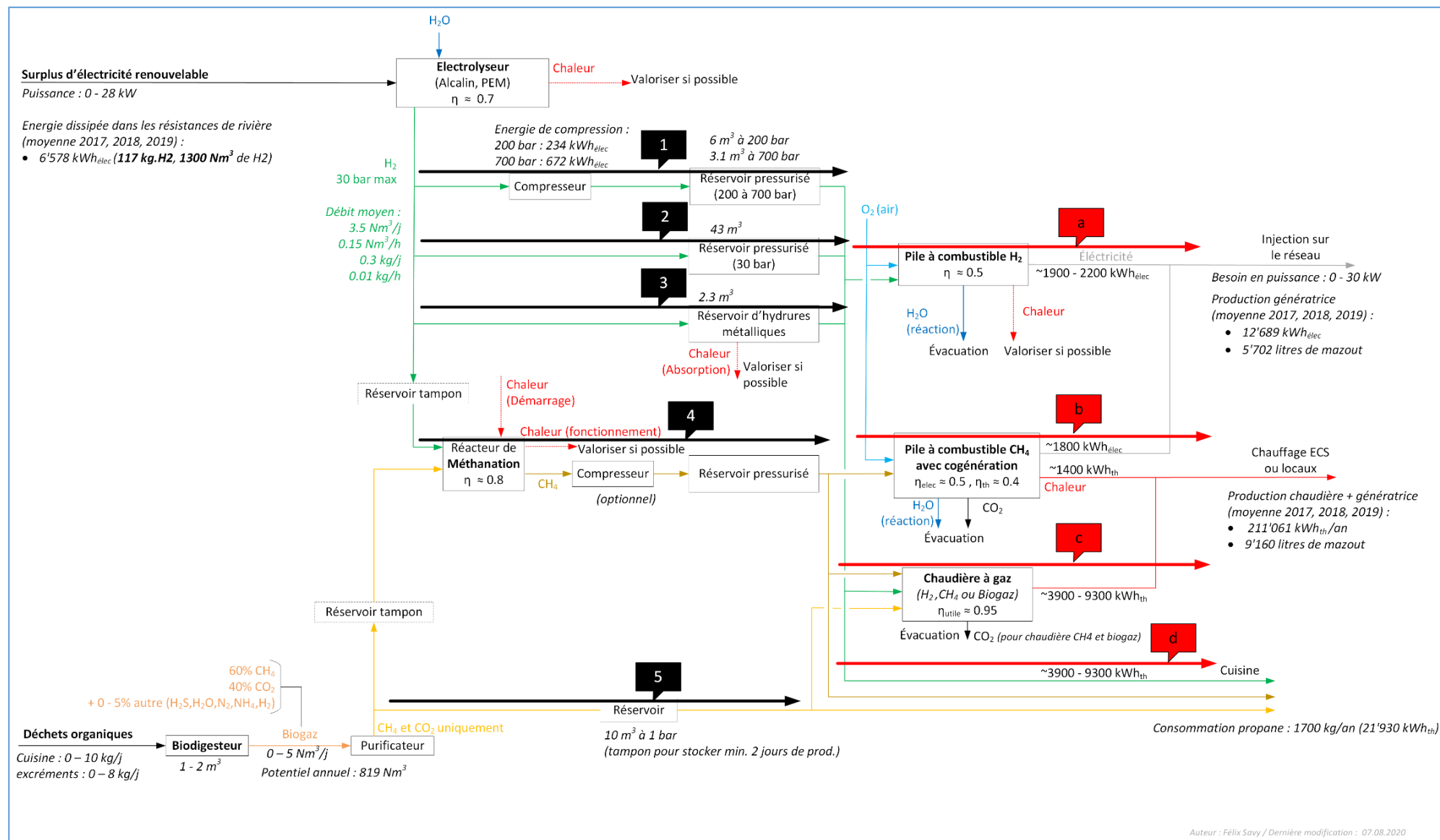


Figure 32 : Schéma des possibilités de P2G retenues

4.1.7 Investissement/rentabilité

Un fichier Excel permettant de calculer automatiquement la rentabilité du système en fonction des chemins et des paramètres voulus, a été créé. Il met en évidence/supprime les paramètres en fonction des possibilités, selon les choix qui sont saisis.

Le Tableau 16 contient les paramètres utilisés pour les calculs économiques.

Paramètre	valeur	unité	Source
η_{EC} : Rendement électrolyseur	0.7	-	[7, p. 157]
η_S : Rendement stockage	0.95	-	Varie légèrement selon la technologie choisie
η_{FC} : Rendement électrique pile à combustible	0.5	-	[7, pp. 340,353,354]
PCI_m : Pouvoir calorifique inférieur mazout	10	kWh/litre	[24]
η_{eGen} : Rendement électrique génératrice	0.22	-	[3]
η_{thGen} : Rendement thermique génératrice	0.22	-	[3]
$\eta_{thChaud}$: Rendement thermique chaudière	0.95	-	Valeur typique

Tableau 16 : Paramètres pour le calculateur économique P2G

Le dimensionnement du système a été calculé selon la démarche présentée précédemment dans ce chapitre. Les coûts spécifiques des éléments, et leur provenance sont présentés dans la Figure 37. La quasi-totalité des coûts spécifiques, utilisés pour calculer l'investissement du système, est basée sur des produits réellement disponibles sur le marché. On remarque qu'il y a des cases manquantes, en rouge. Le calculateur n'est donc, pour le moment, pas en mesure d'évaluer l'investissement et la rentabilité de chaque chemin. Seulement le stockage de l'hydrogène à 30 bar ou sous forme solide, ainsi que l'utilisation d'une PàC H₂, est disponible actuellement. Toutefois, ce sont les chemins les plus à même d'être implémentés, pour des raisons qui ont déjà été évoquées précédemment. Le coût d'utilisation d'un biogaz, en parallèle à ces chemins, n'est pas disponible, car il n'y a pas de produit de cette dimension sur le marché.

L'investissement et la rentabilité du système ont été calculés selon les équations Équation 14 à Équation 18. On peut noter que l'Équation 16 prend en compte que, lors de la substitution de production électrique de la génératrice par la PàC, l'énergie thermique récupérée sur la génératrice doit alors être produite par la chaudière. Les équations supplémentaires, pour les chemins pas encore disponibles dans le calculateur, n'ont pas encore été implémentées et ne sont pas présentées.

$$Investissement\ total = \sum_{i=1}^n Dimension\ élément^i * prix\ spécifique\ élément^i$$

Équation 14 : Investissement total

$$E_{PàC} : \text{Energie produite par PàC [kWh}_{elec}/an] \\ = \text{Surplus hydroélectrique [kWh}_{elec}/an] * \eta_{EC} [-] * \eta_S [-] * \eta_{FC} [-]$$

Équation 15 : Energie produite par pile à combustible

$$Economie\ de\ mazout\ [l/an] = \frac{E_{PàC} [kWh}_{elec}/an]}{PCI_m [kWh/l] * \eta_{eGen} [-]} - \frac{E_{PàC} [kWh]}{PCI_m [kWh/l] * \eta_{thChaud} [-]}$$

Équation 16 : Economie de mazout en litres/an

$$\begin{aligned} & \text{Economie de mazout} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{an}} \right] \\ &= \text{Economie de mazout} [\text{l/an}] * \text{Prix spécifique mazout} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{l}} \right] \end{aligned}$$

Équation 17 : Economie de mazout en CHF/an

$$\begin{aligned} & \text{Temps de retour sur investissement [années]} \\ &= \frac{\text{Investissement total [CHF]}}{\text{éco. de mazout} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{an}} \right] + \text{éco. de propane} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{an}} \right] - \text{Frais de maintenance} \left[\frac{\text{CHF}}{\text{an}} \right]} \end{aligned}$$

Équation 18 : Temps de retour sur investissement

Les Figure 33 à Figure 36 montrent le calcul économique du chemin le plus probable, stockant l'hydrogène à 30 bar et utilisant une PàC H2. Seulement les cases jaunes doivent être modifiées, les autres sont des résultats. On s'aperçoit que la partie stockage rend l'investissement élevé. En plus d'un investissement conséquent, le prix et la quantité de mazout économisée sont assez faibles, ce qui rend la rentabilité du système P2G impossible. L'estimation des frais de maintenance n'a pas été ajoutée, car il ne ferait que repousser le temps de retour sur investissement.

Energie disponible

Energie disponible pour électrolyseur [kWh/an]	6578
Masse de H2 produit [kg/an]	117
Volume de H2 produit [Nm3/an]	1300
Production biogaz (y.c 40% CO2) [Nm3/an]	818

Figure 33 : Aperçu calculateur économique P2G, partie énergie disponible

1 : Stockage H2 à haute pression 2 : Stockage H2 à 30 bar 3 : Stockage d'hydrogène solide 4 : Méthanation 5 : Biogaz uniquement			
Prod./stockage			
Chemin	2	CHF	Ecart type
Type d'électrolyseur	Alcalin		
Puissance élec. électrolyseur [kW]	3	13 319	7 791
Puissance/capacité batteries (1 kW --> 1kWh) [kW]	20	32 308	9 428
Sortie compresseur H2 [bar]	700		
Volume H2 réservoir intersaison (y.c pertes compression) [Nm3]	1300	519 918	88 488
Volume H2 réservoir tampon [Nm3]			
Utilisation compresseur CH4	Non		
Sortie compresseur CH4 [bar]	200		
Volume réservoir CH4 [Nm3]			
Volume Biogaz réservoir tampon [Nm3]			
Volume Biogaz réservoir tampon pour méthanation [Nm3]			
Système de biogaz supp.	Non		

Figure 34 : Aperçu calculateur économique P2G, partie Production/stockage

<i>a : PàC H2</i> <i>b : PàC CH4</i> <i>c : Chaudière à gaz</i> <i>d : Cuisinière à gaz</i>			
Utilisation			
Chemin	a	CHF	Ecart type
Type de PàC H2	PEM		
Puissance élec. PàC H2 [kW]	5	9000	0
Puissance/capacité batteries [kW]	20	-	
Puissance élec. PàC CH4 [kW]			
Puissance therm. Chaudière à gaz [kW]			
Puissance therm. cuisinière à gaz [kW]			
Chemin utilisation biogaz supp	c		

Figure 35 : Aperçu calculateur économique P2G, partie Utilisation

Investissement/rentabilité			
	Valeur	Unité	Ecart-type
Coût d'investissement	574 545	CHF	105 706
Elec. produite par PàC	2187	kWh _{élec} /an	
Chaleur produite par PàC		KWh _{th} /an	
Economie de mazout	764	litres/an	
	512	CHF/an	
Chaleur produite par chaudière à gaz		KWh _{th} /an	
Economie de mazout		litres/an	
		CHF/an	
Chaleur produite par cuisinière		KWh _{th} /an	
Economie de propane		kg/an	
		CHF/an	
Frais de maintenance		CHF/an	
Retour sur investissement	1 123	Années	207

Figure 36 : Aperçu calculateur économique P2G, partie investissement/rentabilité

L'idéale serait de compléter et mettre à jour les prix spécifiques, suivant l'évolution sur le marché des produits. Pour l'heure, le calcul des chemins les plus probables nous donne une bonne première estimation de la rentabilité d'un système P2G. Vu les résultats peu favorables en matière de rentabilité, il n'a pas été pertinent de comparer à tout prix chaque chemin, car il n'y a pas d'importe différence attendue. Il apparait clairement que le système est loin d'être rentable.

Paramètre	Unité	Valeur moyenne	Ecart type	Valeurs source	Source information
mazout ecocalor	CHF/litre	0.67		0.67	M. Fischer
gaz propane	CHF/kg	3.3	0.8	3.57	https://www.land.ch/fr/shop/gros-conteneur-gaz_180302/gaz-propane-metal-35-kg_99170
				3.42	https://www.pangas.ch/shop/fr/ch-ig-gaz-fr/ig-propane-butane-fr/propane-acier-992-153
				4.09	https://www.accessconcept.ch/gaz.htm
				2.18	https://www.hornbach.ch/shop/Propane-remplissage-de-33-kg-bouteille-consignee/5217269/article.html
Electrolyseur PEM	CHF/kW	11800	5940	16000	Offre M. Ellert. Fournisseur : protononsite.com
				7600	Offre écrite Mahytec 17.07.2020
Electrolyseur Alcalin	CHF/kW	4440	2597	6133	Offre M. Ellert. Fournisseur enapter.com
				1450	Power-to-gas for Decentralized Energy Systems: Development of an Energy Hub Model for Hydrogen Storage (P3)
				5736	Devis rapide sur le site Enapter.com pour 4.4 kW
Convertisseur/chargeur	CHF/kWc	1000	471	667	M. Ellert
				1333	M. Ellert
Batteries chimiques	CHF/kWh	615		615	M. Ellert
Compresseur H2 200 bar	CHF				
	kWh/kg.H2	2.1		2.2	https://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.1260/014459806779367455
				2	https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf
	kWh/Nm3 H2	0.189			
Compresseur H2 700 bar	CHF				
	kWh/kg.H2	4.7		6	Electricity and hydrogen as energy vectors for transportation vehicles
				1.7	https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf
				6.4	https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf
	kWh/Nm3 H2	0.423			
Compresseur CH4	CHF				
	kWh/kg.CH4				
	kWh/Nm3 CH4				
Réservoir H2 à 30 bar	CHF/Nm3 H2	400	68	333	Offre M. Ellert. Fournisseur : Elkuch (Lichtenstein)
				396	min Mahytec 100kg 60 bar
				494	max Mahytec 100kg 60 bar
				396	min Mahytec 150kg 60 bar
				475	max Mahytec 150kg 60 bar
				306	Offre écrite Mahytec 17.07.2020
	CHF/kg.H2			3405	Offre écrite Mahytec 17.07.2020
Réservoir H2 à 200 bar	CHF/Nm3 H2				
Réservoir H2 à 700 bar	CHF/Nm3 H2				
Réservoir H2 solide	CHF/kg.H2	7500		7500	Offre M. Ellert. Fournisseur : grz-technologies.com
	CHF/Nm3 H2	674			
Réservoir CH4	CHF/m3				
Réservoir biogaz (P atm)	CHF/m3				
biodigesteur	CHF				
réacteur méthanation	CHF				
PàC H2 PEM	CHF/kW	1800		1800	Offre M. Ellert. Fournisseur : ehgroup.ch
PàC H2 Alcalin	CHF/kW				
PàC CH4	CHF/kW _{élec.}	9429		22000	https://www.viessmann.lu/content/dam/vi-brands/BE/global/PDFs/FR/11.%20Centrales%20de%20cog%C3%A9n%C3%A9rations/Vitovvalor%20300-P%20fr.pdf
	CHF/kW _{th}	12571			0.75 kW élec, 1kW therm, appoint bruleur 19 kW therm
chaudière à gaz H2	CHF/kW				https://www.giacomini.com/en/hydrogen-systems/hydrogen-hydrogen-boiler-giacomini
					demande de prix envoyé le 16.07
chaudière à gaz CH4 ou Biogaz	CHF/kW	394	211	544	Viessmann : Vitocrossal300 13kW max
				245	Viessmann : Vitocrossal300 35kW max

Figure 37 : Prix spécifiques pour le calculateur P2G Excel

Les Figure 38 et Figure 39 montrent les coûts d'investissement pour un système de stockage P2G, avec un réservoir d'hydrogène comprimé à 30 bar, ou un réservoir d'hydrures métalliques.

Dans les deux cas, il apparaît que l'élément de stockage est la majeure partie de l'investissement. Le stockage de l'hydrogène sous forme solide est près de 70% plus cher que sous forme de gaz comprimé à 30 bar, pour une économie de mazout identique. Le gain financier lié à la réduction de consommation de mazout est estimé à environ 500 CHF/an. Avec des investissements de plusieurs centaines de milliers de francs, il est évident que dans tous les cas le système ne peut pas être rentabilisé sur une période raisonnable, de l'ordre de 20 à 30 ans.

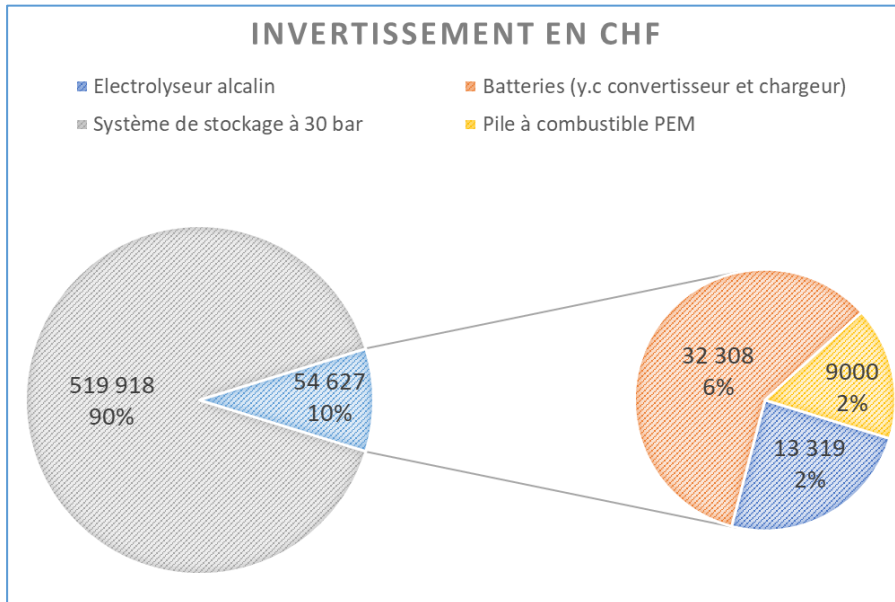


Figure 38 : Coût d'investissement système P2G, option de stockage d'hydrogène à 30 bar

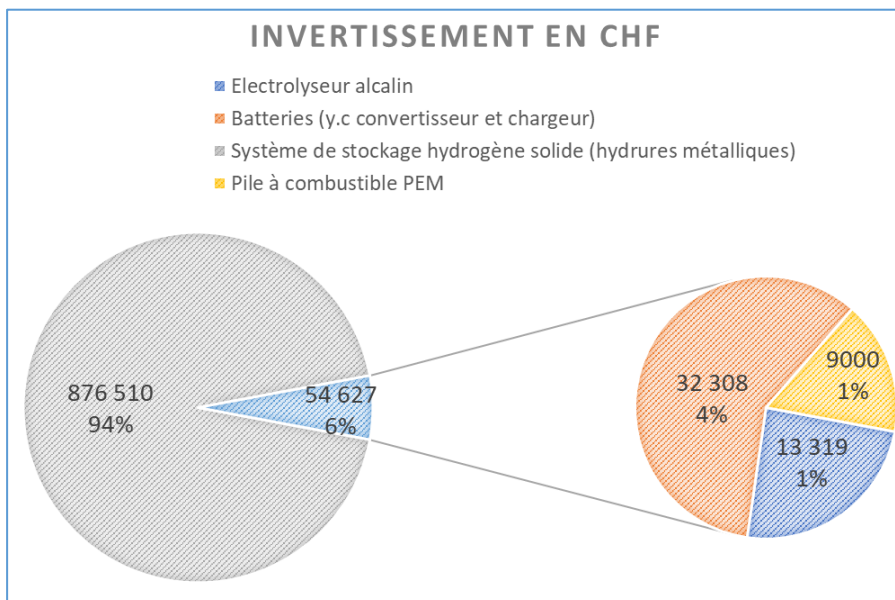


Figure 39 : Coût d'investissement système P2G, option de stockage d'hydrogène solide

4.2 Synthèse système P2G

Les solutions les plus pertinentes, et retenues pour un système P2G applicables **dès aujourd'hui** à l'hôtel sont les suivantes :

- Production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, stockage sous forme moléculaire, et utilisation dans une pile combustible pour produire de l'électricité. Les possibilités sont les suivantes :
 - a. Electrolyseur PEM ou alcalin, avec une préférence pour ce dernier pour des raisons de prix plus avantageux, ainsi qu'un déploiement plus largement répandu dans le monde qui offre une sûreté supplémentaire.
 - b. Stockage du H₂ comprimé à 30 bar, ou sous forme solide via des hydrures métalliques, cette dernière solution étant toutefois près de 70% plus chère que la première.
 - c. Pile à combustible alcalin ou PEM, avec une préférence pour cette dernière pour des raisons de meilleures performances.

L'utilisation de l'hydrogène, après le stockage, dans une chaudière ou en cuisine est également possible, mais peu commune et moins avantageuse qu'avec une pile à combustible.

Les solutions intéressantes à **moyen terme** sont :

- La mise en place d'un biodigesteur afin de produire du biogaz, ce qui permettrait de :
 - a. Utiliser le biogaz directement dans une chaudière à gaz ou en cuisine.
 - b. Combiner une production d'hydrogène avec celle de biogaz, afin de créer du méthane synthétique grâce à un réacteur de méthanation. Celui-ci pourrait alors être utilisé dans une pile à combustible à méthane pour produire de l'hydrogène, ou dans une chaudière à gaz, ou directement en cuisine.

Enfin, les solutions intéressantes à plus **long terme** sont :

- La production de carburants liquides, utilisables dans des piles à combustible et/ou dans la mobilité. Les variantes possibles sont les suivantes :
 - a. Production d'ammoniac à partir de l'hydrogène.
 - b. Production de méthanol ou d'autres hydrocarbures à partir de l'hydrogène et du biogaz.

Le coût et le temps de retour sur investissement de la solution la plus pertinente ont été calculés. Les résultats sont les suivants :

	Stockage à 30 bar	Stockage d'hydrures métalliques
Electrolyseur alcalin 3kW	13'319	
Stockage d'hydrogène	519'918	876'510
Pile à combustible 5kW	9'000	
Batteries chimiques 20kWh, convertisseur bidirectionnel 20kW	32'308	
Total	574'545	931'137

Tableau 17 : Résultats investissement système P2G en CHF

Dans les deux options, le système P2G permet une économie de mazout correspondant à un montant d'environ 500 CHF/an. Il n'est donc pas possible de rentabiliser le système sur une période raisonnable, de l'ordre de 20-30 ans.

5 Analyses complémentaires pour l'hôtel

Suite aux résultats peut concluant quant au retour sur investissement d'un système P2G, on peut se poser la question s'il n'y a pas d'autres solutions plus rentables pour réduire la consommation de mazout. Cette section propose 2 solutions qui semblent les plus pertinentes : la mise en place de panneaux solaires photovoltaïques et/ou d'une pompe à chaleur.

5.1 Gestion de la fréquence réseau

Avant de pouvoir installer des panneaux solaires photovoltaïques (PV) supplémentaires, il faut identifier et régler le problème de décrochage de l'onduleur, probablement lié aux variations de fréquence du réseau.

La Figure 40 est un schéma des éléments pouvant influencer la fréquence du réseau. Des éléments sont inconnus ou incertains, comme le tableau électrique de la turbine qui peut être de plusieurs types (voir annexe 2). Il serait utile de compléter et tenir à jour un tel schéma, pour présenter la situation auprès de tiers qui peuvent aider à l'élaboration d'une solution.

Selon des discussions avec M. Jean-Claude Fischer, des solutions avec redresseur-batteries-onduleur ont été testées pour gérer la turbine en fréquence, mais sans succès. La longueur et l'usure de la ligne 1kV causeraient, apparemment, un problème de temps de réaction entre la modification de la charge électrique, et l'adaptation à cette variation du système de régulation. Une solution de gestion de la fréquence a été proposée par le fournisseur de la turbine, et coûterait 80'000 CHF. Ce prix semble élevé, d'autant plus qu'avec l'état dégradé de la ligne électrique 1kV, celle-ci peut lâcher à tout moment ce qui nécessiterait d'importants frais supplémentaires pour la remettre en service. On peut alors se demander si, l'installation d'une nouvelle ligne intégrant une régulation de la fréquence ne serait pas plus avantageuse financièrement. Ceci pourrait faire, par exemple, l'objet d'un travail de diplôme pour trouver la meilleure solution.

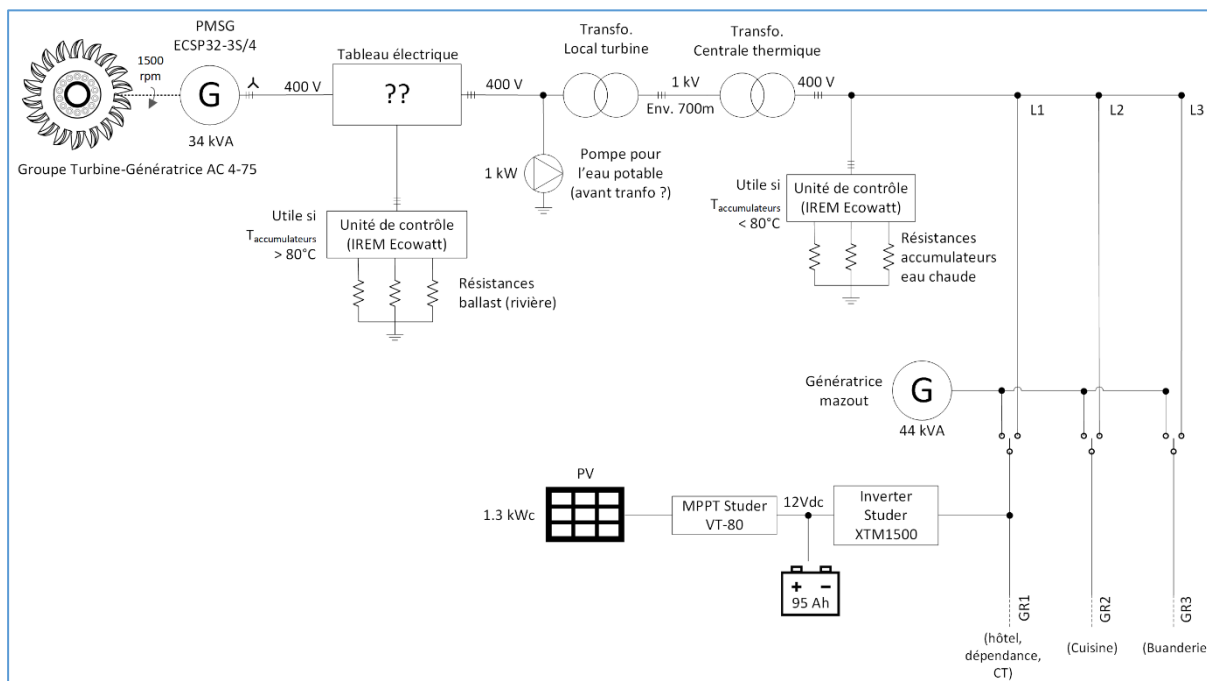


Figure 40 : Schéma des éléments pouvant influencer la fréquence du réseau

Les mesures de fréquence à la minute présentées au chapitre 3.4 n'offrent pas une résolution temporelle assez précise pour constater d'éventuelles oscillations périodes de moins d'une minute. Les Figure 41 à Figure 44 montrent une analyse graphique d'anciennes mesures de tensions et de

fréquence, avec une résolution temporelle d'une seconde. Il semblerait qu'il n'y ait pas de phénomènes oscillatoires périodiques. Les variations de fréquence rapide de l'ordre de la seconde, visibles sur la Figure 44, ne sont pas conséquentes, car seulement de l'ordre de ± 0.1 Hz. Les déconnexions de l'onduleur sont probablement liées aux importants sauts de fréquences, de l'ordre de 2-3 Hz. Ceux-ci semblent uniquement liés aux variations de la tension, et donc de la charge électrique. On voit aussi qu'il y a un important déséquilibre entre les tensions de phase. Il faudrait rééquilibrer les phases, s'il s'avérait que ce déséquilibre est constant sur le long terme.

Une recommandation pour la suite serait de faire une nouvelle campagne de mesures, comprenant simultanément la fréquence du réseau et la puissance injectée par l'onduleur. Cela permettrait de confirmer que les déconnexions sont uniquement liées au problème de variation de la fréquence lié à la variation de la charge, et de mettre en évidence la plage de variation de fréquence tolérée par l'onduleur. Ces mesures nécessiteraient une résolution temporelle de l'ordre de la milliseconde, pour ne pas manquer d'éventuelles variations très rapides.

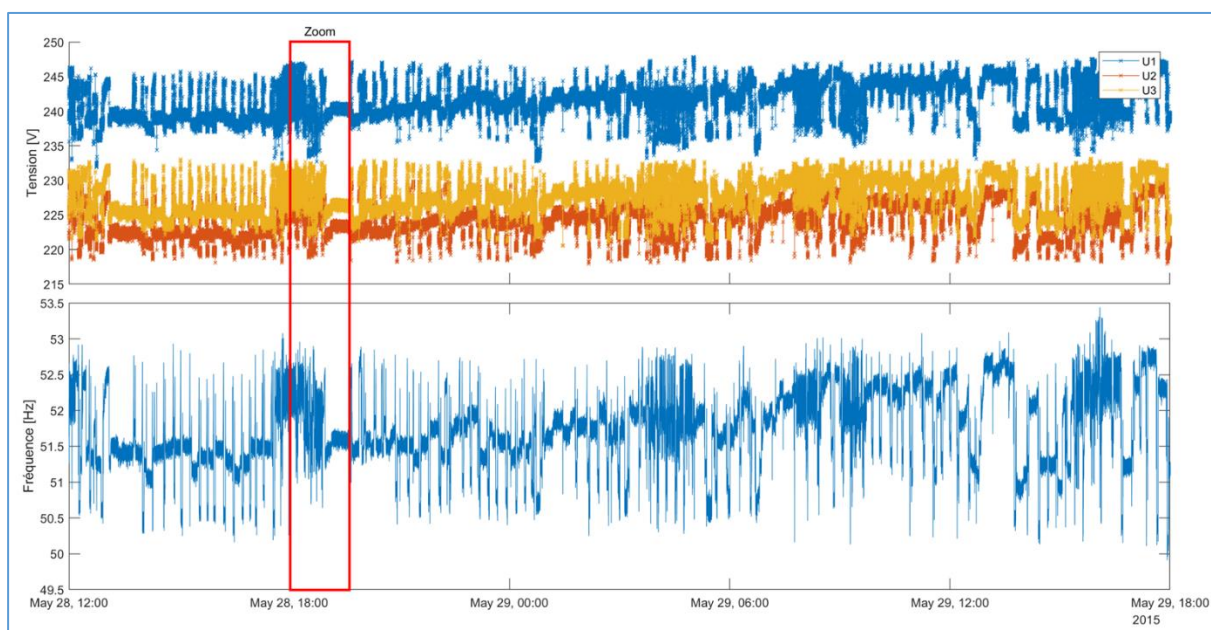


Figure 41 : Graphique - mesures tensions et fréquence par M. Joseph Rigaud, du 28 au 29 mai 2015

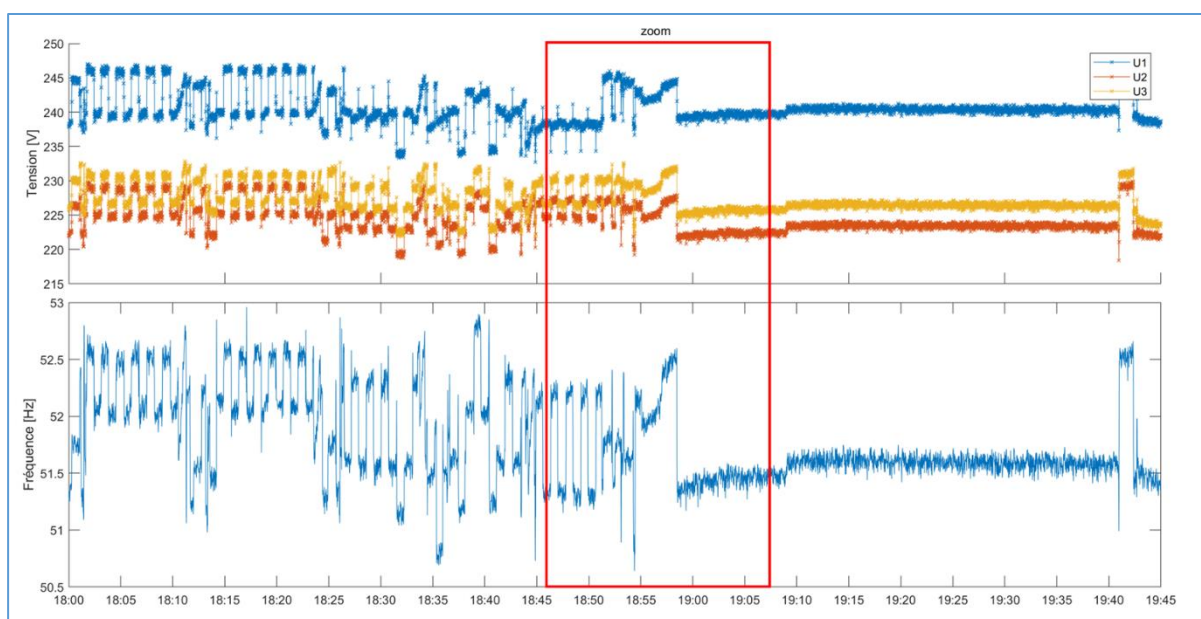


Figure 42 : Graphique - mesures tensions et fréquence par M. Joseph Rigaud, zoom 1 : 28 mai 2015 de 18h00 à 19h45

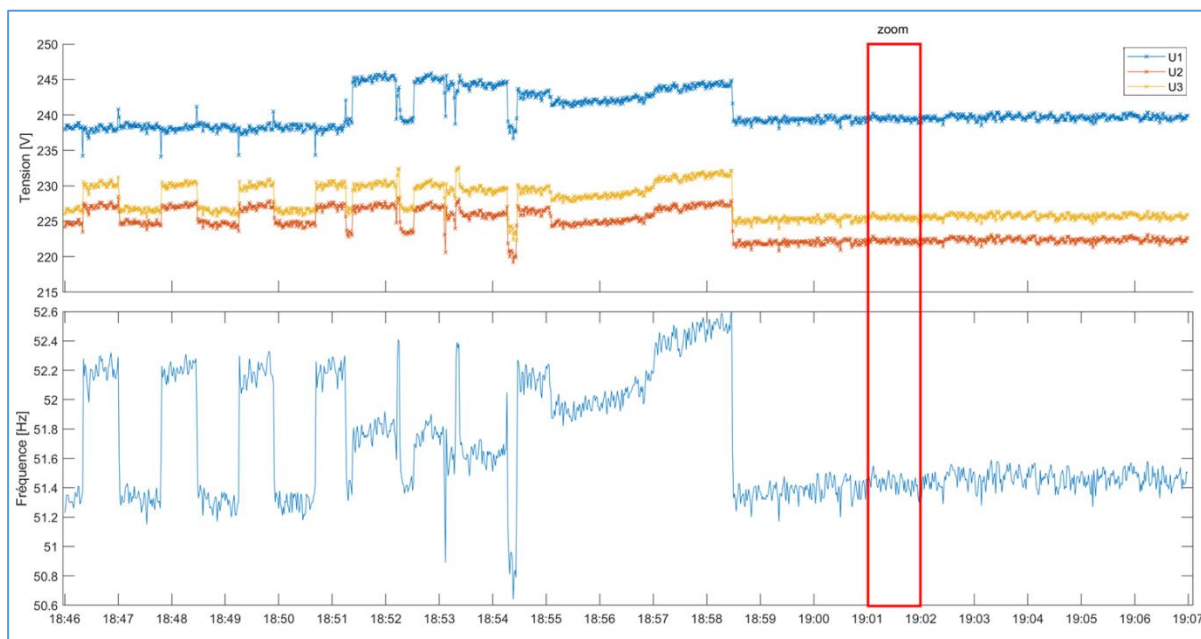


Figure 43 : Graphique - mesures tensions et fréquence par M. Joseph Rigaud, zoom 2 : 28 mai 2015 de 18h46 à 19h07

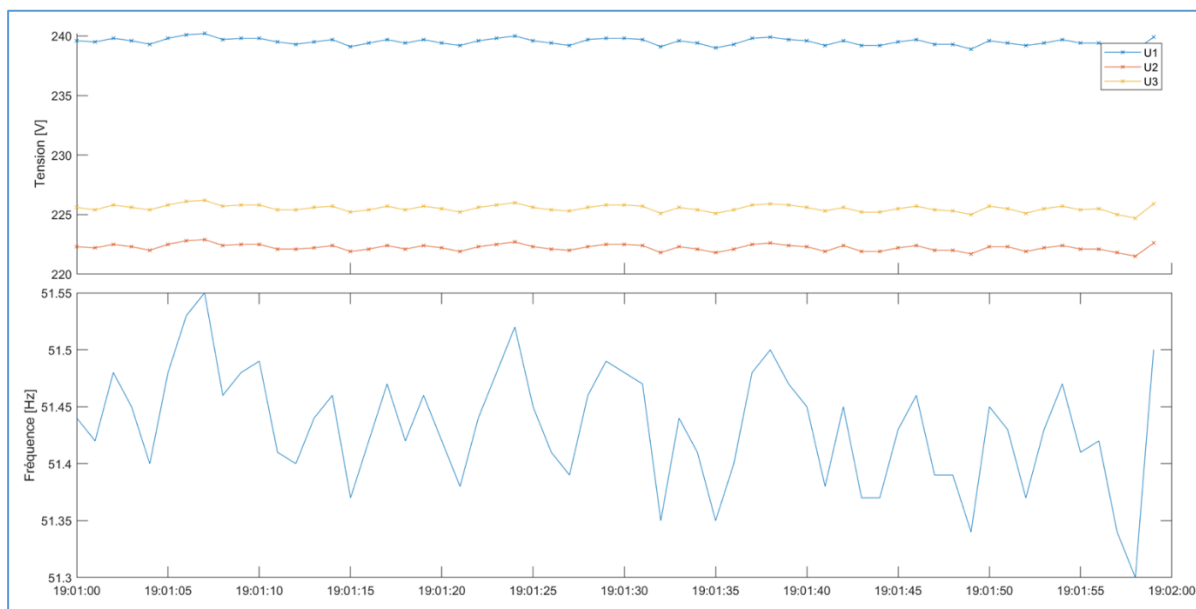


Figure 44 : Graphique - mesures tensions et fréquence par M. Joseph Rigaud, zoom 3 : 28 mai 2015 de 19h01 à 19h02

5.2 Potentiel photovoltaïque

L'analyse quant à la mise en place des panneaux solaires thermiques [3], a mis en évidence des problèmes d'évacuations de la neige en hiver, et de surchauffe en été. Il est bien connu que les panneaux solaires photovoltaïques sont moins exigeants en termes d'exploitation et de maintenance. Pour éviter les problèmes de neige sur les PVs, une installation verticale est tout à fait envisageable. Bien que l'énergie produite annuellement sera légèrement plus faible, qu'avec un petit angle d'inclinaison, une installation verticale permet de maximiser la production en hiver. La Figure 45 montre que la production, à puissance et orientation égales, est plus importante de novembre à mars pour une installation verticale que pour une installation en toiture. Ceci rend cette option particulièrement intéressante, car c'est en hiver que le besoin en énergie renouvelable est au plus haut, et en été au plus bas.

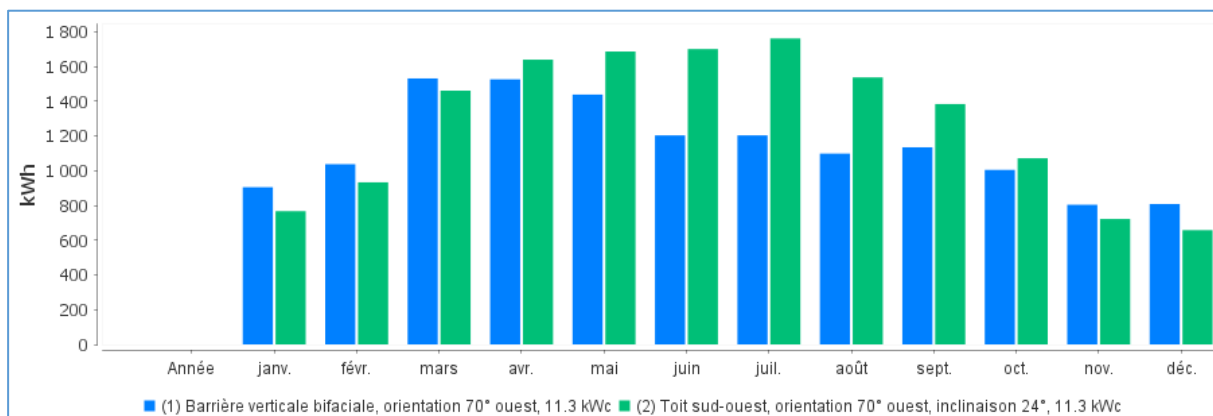


Figure 45 : Comparaison production PV, à puissance égale, avec installation en barrières verticales (modules Meyer Burger Bifacial 380) ou sur le toit (modules Meyer Burger Sky 300). Simulation PolySun.

La longueur d'une barrière de 11.3 kWc serait composée de 36 modules, de 1.66m de large par 1m de haut. Ce qui représente une barrière de 60 m de long. Un lieu proposé serait en bordure de la terrasse et du jardin, comme présenté sur la Figure 46. Les 30 mètres restants pouvant être, par exemple, situés vers le réservoir de propane (à gauche sur l'image), ou en dessus de la dépendance.



Figure 46 : Proposition d'emplacement d'une barrière PV

La Figure 47 donne un aperçu d'un exemple d'une telle barrière photovoltaïque. Il faudrait bien sûr adapter la hauteur des PVs en fonction de la hauteur usuelle d'enneigement, pour qu'ils ne soient pas recouverts.



Figure 47 : Exemple barrière photovoltaïque bifaciale (https://next2sun.de/wp-content/uploads/2020/01/Irland_waterford.jpg)

Plusieurs simulations ont été réalisées, avec des puissances photovoltaïques allant de 5 à 41 kWc, et des batteries de capacités allant de 10 à 60 kWh. Les mesures de production d'électricité par la génératrice (moyennes 2017, 2018, 2019) ont été importées dans le logiciel. La Figure 48 montre le résultat des simulations. On voit que plus l'installation est puissante, plus l'augmentation de la capacité des batteries aura un impact sur le taux de remplacement de la génératrice, jusqu'à un certain point. On voit que pour des puissances jusqu'à 10 kWc, la mise en place d'une batterie est quasi inutile.

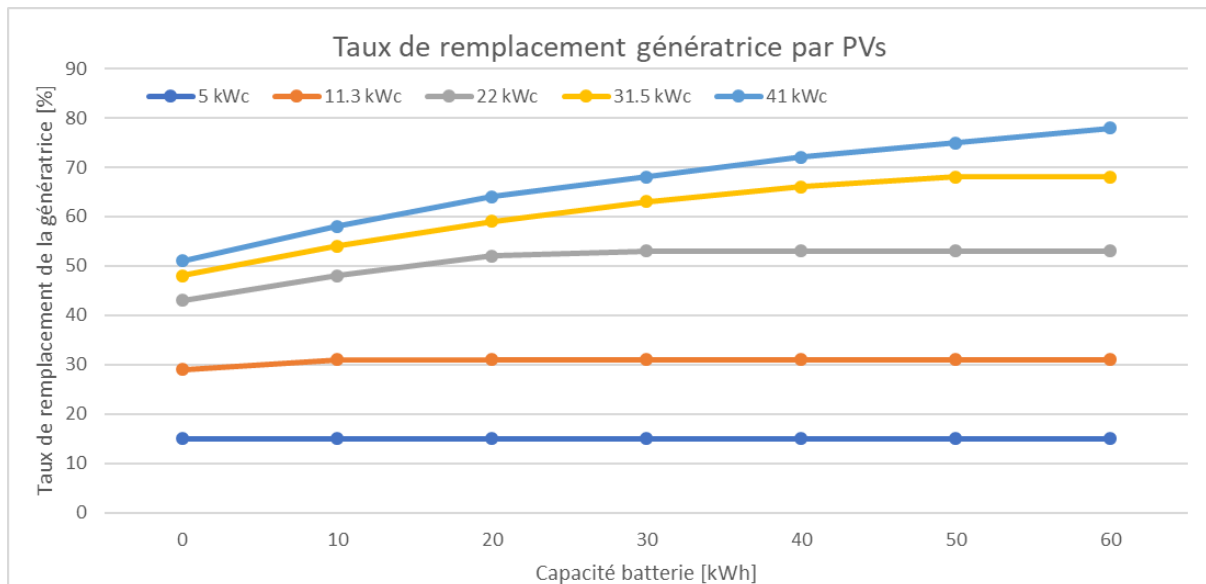


Figure 48 : Taux de remplacement génératrice par PV, en fonction de la puissance installée et de la capacité des batteries. Simulation PolySun.

Les Figure 49 à Figure 52 expliquent l'influence de la puissance de PV installée et de la capacité des batteries sur le taux de remplacement de la génératrice. On voit en rouge les mesures de puissance de la génératrice, en vert la puissance électrique produite par les PVs, et en bleu l'électricité produite par les PVs qui remplace celle produite par la génératrice.

On voit que la production photovoltaïque est en phase avec celle de la génératrice. Ceci vient du fait que la génératrice est démarrée généralement pendant la journée. On voit donc que pour des petites puissances, la production PV peut être consommée directement. Pour des puissances plus élevées, le surplus de production peut être réparti dans le temps pas les batteries. Quand les batteries ont assez de capacité pour emmagasiner la quasi-totalité du surplus de production PV, l'augmentation de la capacité de celles-ci n'a alors plus d'influence sur le taux de remplacement de la génératrice.

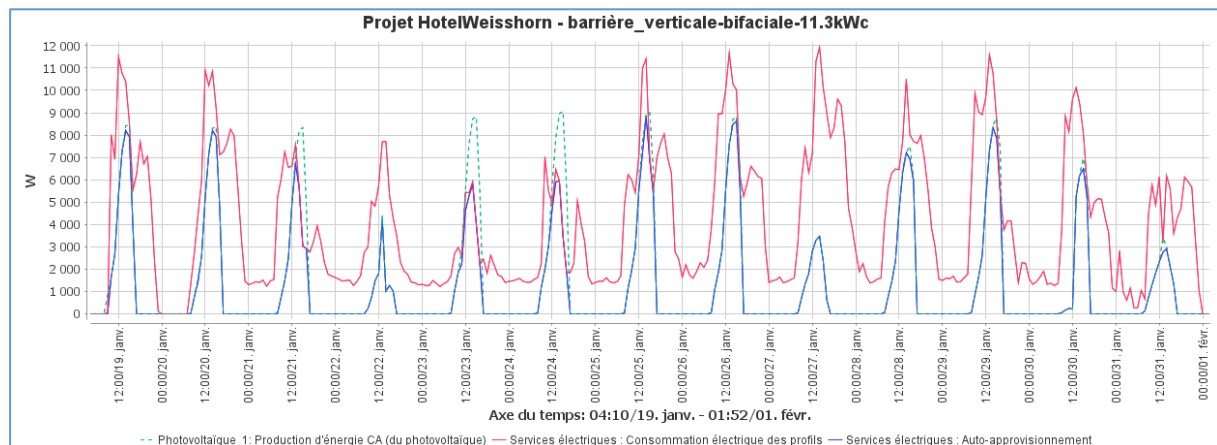


Figure 49 : Extrait simulation PolySun, 11.3 kWc, sans batterie

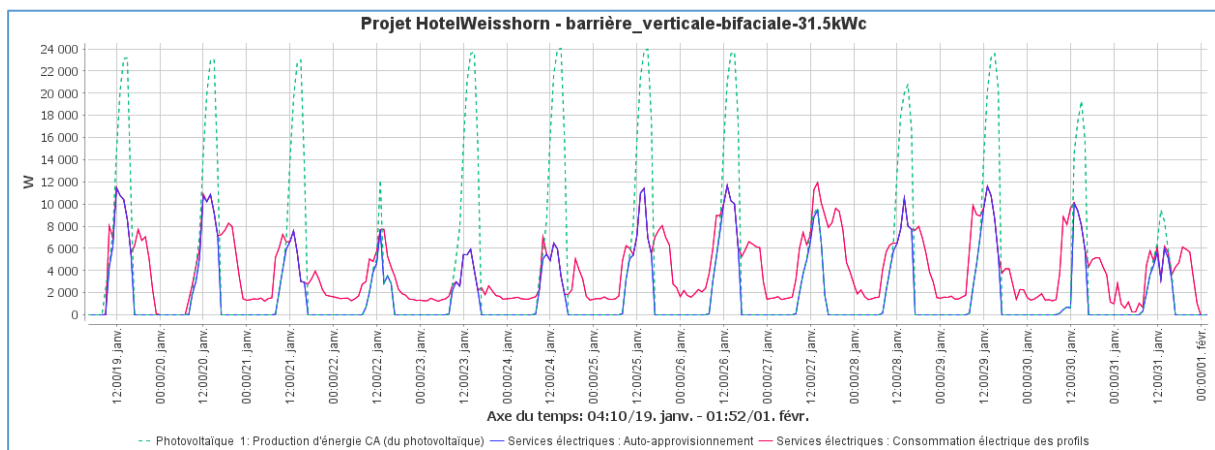


Figure 50 : Extrait simulation PolySun, 31.5 kWc, sans batterie

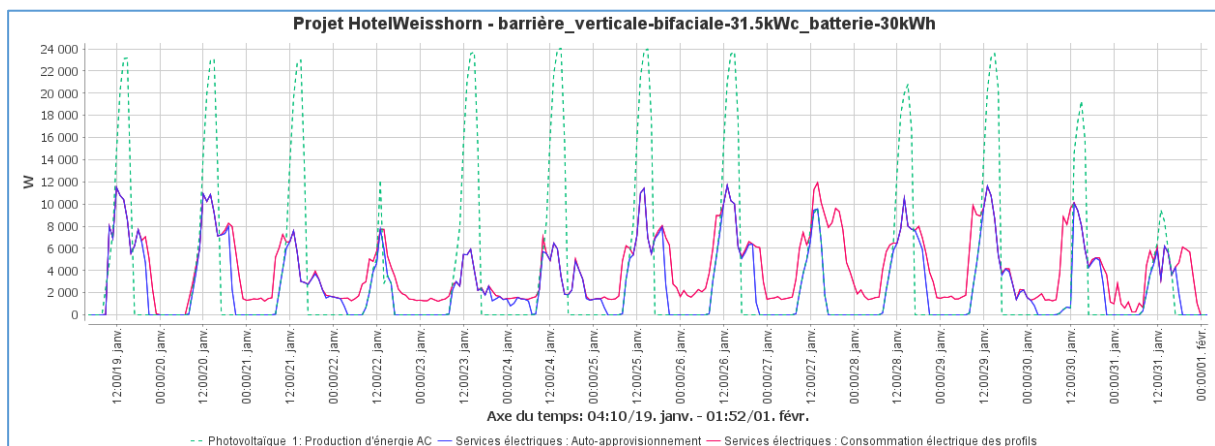


Figure 51 : Extrait simulation PolySun, 31.5 kWc, batterie de 30 kWh

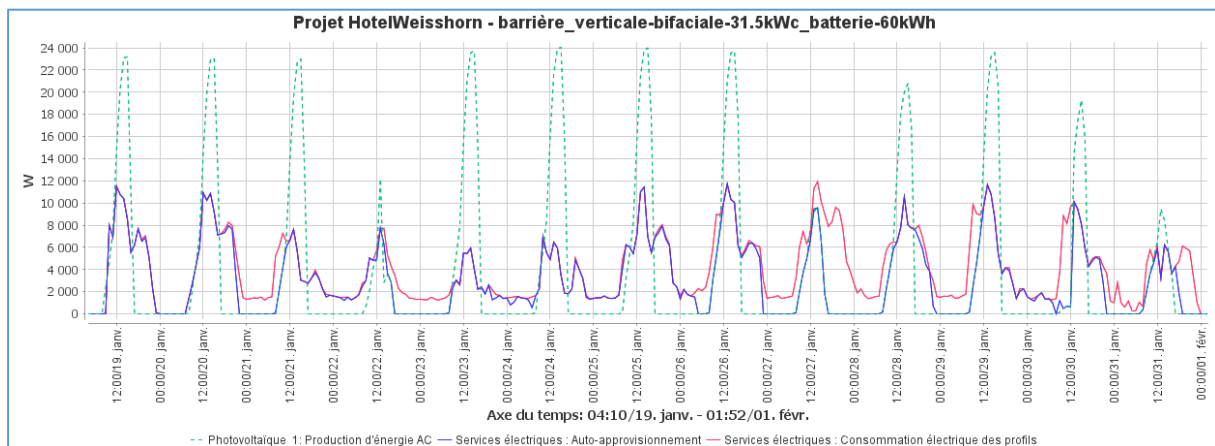


Figure 52 : Extrait simulation PolySun, 31.5 kWc, batterie 60 kWh

Un calcul financier a été réalisé pour déterminer si une installation PV serait rentable dans un temps raisonnable. Le Tableau 18 présente les paramètres utilisés pour les calculs. Les prix spécifiques de l'installation PV sont discutables, car une installation en barrière verticale est peu conventionnelle. D'un côté une installation non standard est souvent plus chère, mais d'un autre côté il n'y a pas besoin d'échafaudages ni de modification de la toiture, ce qui est certainement avantageux financièrement. On peut donc partir du principe que les coûts spécifiques sont proche de la moyenne pour une installation conventionnelle en toiture.

	Valeur	Unité	Source
CSB : Coût spécifique batteries (y.c convertisseurs et chargeur)	1000	CHF/kWh	[25]
ConsoGen : Consommation mazout par génératrice	5702	litres/an	Tableau 1
PSM : Prix spécifique mazout (y.c livraison)	0.67	CHF/litre	M. Fischer
CSPV : Coût spécifique installation PV (5-10 kWc)	3	CHF/Wc	[26]
CSPV : Coût spécifique installation PV (10-30 kWc)	2.5	CHF/Wc	[26]
CSPV : Coût spécifique installation PV (30-40 kWc)	2	CHF/Wc	[26]

Tableau 18 : Paramètres pour calculs rentabilité PVs

Temps de retour sur investissement [années]

$$= \frac{CSB \left[\frac{CHF}{kWh} \right] * Capacité batterie [kWh] + CSPV \left[\frac{CHF}{kWc} \right] * Puissance installation PV [kWc]}{ConsoGen \left[\frac{l}{an} \right] * PSM \left[\frac{CHF}{l} \right] * Taux remplacement génératrice [-]}$$

Équation 19 : Temps de retour sur investissement installation photovoltaïque

La Figure 53 montre le résultat du retour sur investissement en fonction des puissances photovoltaïques et de la capacité des batteries. La durée de vie des panneaux étant d'environ 30 ans, une rentabilité en dessous de cette durée est préférable. On remarque que la rentabilité n'est possible que pour des installations PVs jusqu'à 12 kWc environ. Attention toutefois, ce calcul ne prend en compte que le remplacement de la génératrice ! Le surplus d'électricité ne servant pas à remplacer la génératrice serait un soutien pour l'hydroélectricité. Ce soutien diminuerait la sollicitation de la chaudière en dissipant son énergie dans les résistances des accumulateurs d'eau chaude, ou mieux, dans une pompe à chaleur. Une barrière PV bifaciale de 11.3 kWc de 60 mètres de long sans batterie serait donc rentable en moins de 25 minimum. L'investissement serait d'un peu moins de 30 kCHF.

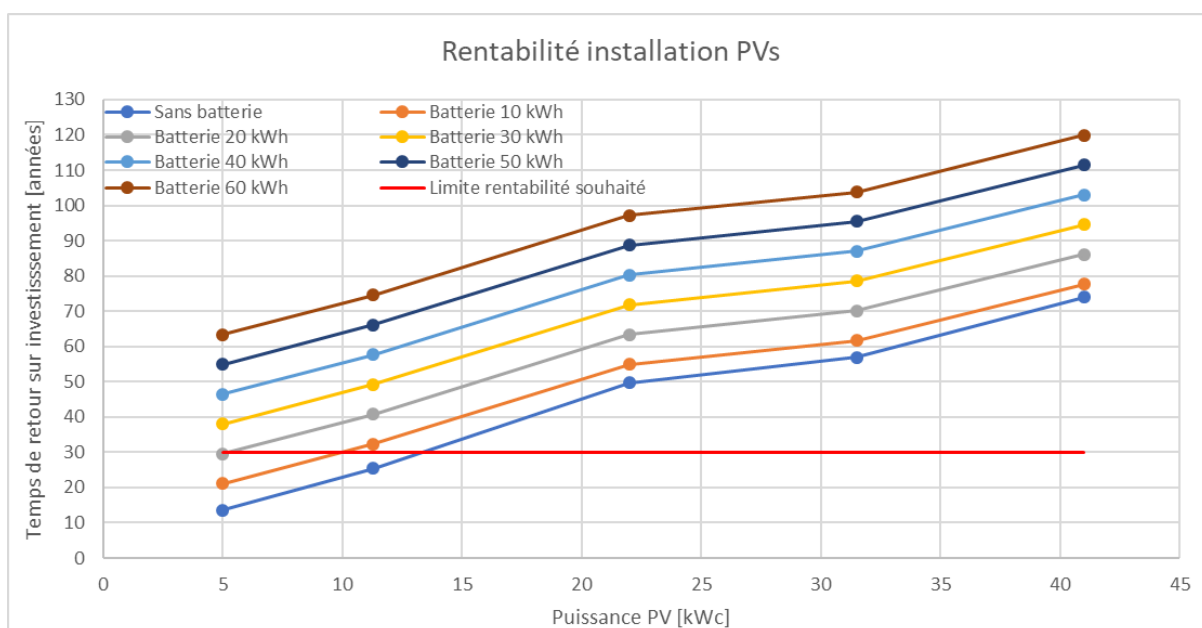


Figure 53 : Temps de retour sur investissement PVs

5.3 Pompe à chaleur

L'installation d'une PAC a déjà été étudiée dans un précédent travail [3, p. 30]. Cette solution n'avait pas été retenue, car, la température extérieure est très basse en hiver et la température de départ pour les radiateurs est élevée (60°C). Il était mentionné que le COP serait donc probablement trop faible.

Toutefois, vu les analyses des chapitres précédents, la mise en place d'une PAC semble extrêmement pertinente. C'est pourquoi l'analyse quant à la possibilité de mettre en place un tel élément est remise au goût du jour.

La Figure 54 illustre le principe d'une PAC et donne une idée de l'énergie qui peut potentiellement être gagnée grâce à celle-ci. On voit que le coefficient de performance (COP) est théoriquement, dans le pire des cas, de 3.2. Ce qui veut dire qu'il est physiquement possible de tripler l'énergie hydroélectrique dissipée dans les résistances des accumulateurs d'eau chaude. Ce gain énergétique serait utile surtout en hiver, lorsque la génératrice et/ou la chaudière sont sollicitées. En réalité, à cause des irréversibilités énergétiques, le COP réel est toujours plus bas qu'en théorie. La suite de ce chapitre vise à déterminer quel serait réellement le COP d'une PAC en se basant sur des produits qui existent sur le marché.

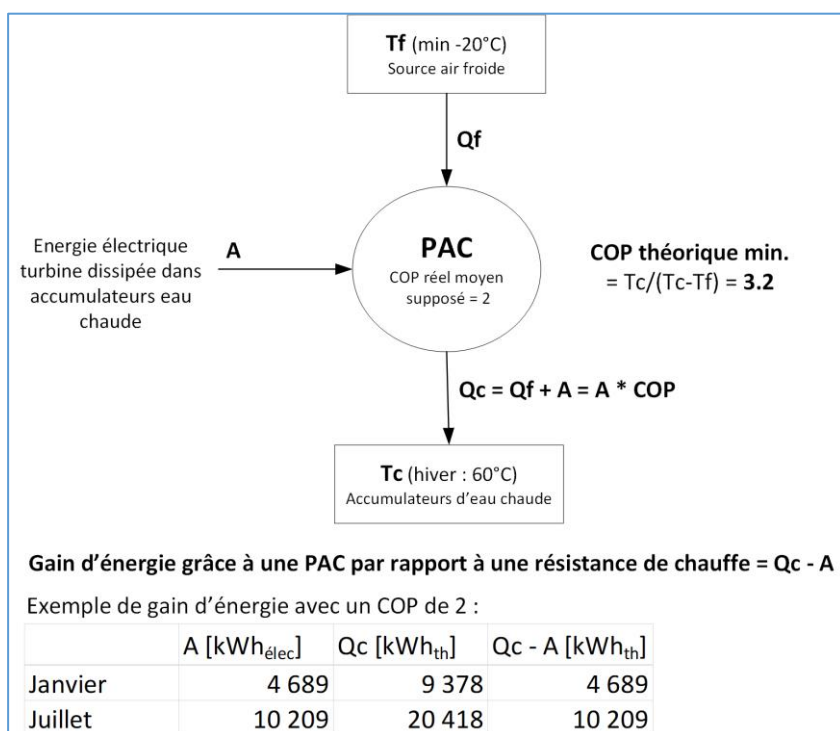


Figure 54 : Principe d'une pompe à chaleur

Dans la précédente analyse [3] quant à la possibilité de mettre en place une PAC, il a été relevé que le sol est, en grande partie, composé de permafrost, ce qui rend impossible la mise en place d'une PAC sol-eau. La meilleure option, qui est en plus généralement la meilleure marché, serait alors la mise en place d'une PAC air-eau. Après de rapides recherches un modèle de PAC air-eau a été trouvé (voir annexe 3). Cet exemple montre que les basses températures ne sont pas un problème, et que le COP serait toujours en dessus de 1. Les Figure 55 et Figure 56 montrent que les puissances électriques, le COP, et les températures de départ sont tout à fait adaptés à l'emplacement de l'hôtel.

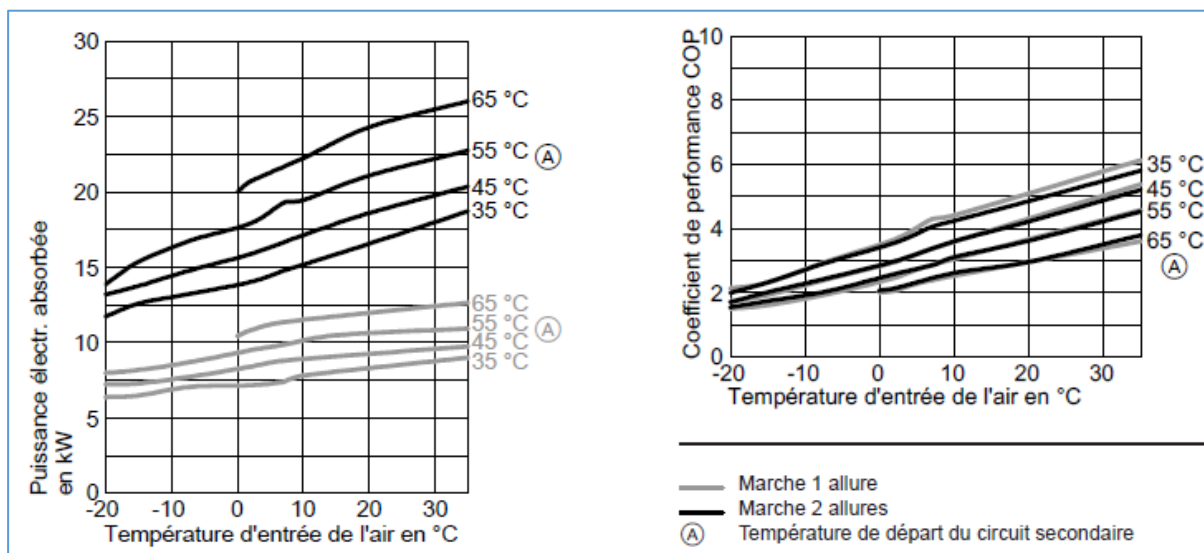


Figure 55 : Puissance électrique et COP de PAC air-eau Vitocal 300-A AWO302.A60 de chez Viessmann. Pour plus de détails, voir annexe 3

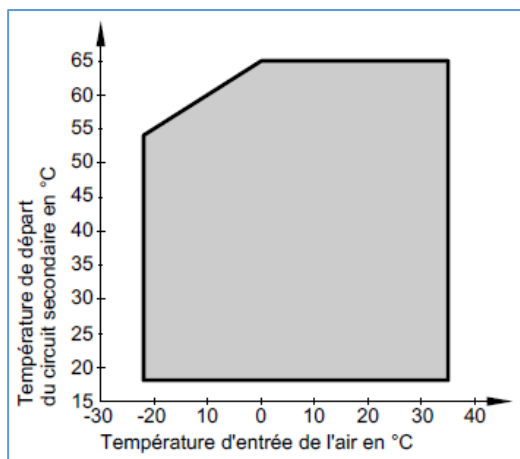


Figure 56 : Températures de départ de PAC air-eau Vitocal 300-A AWO302.A60 de chez Viessmann. Pour plus de détails, voir annexe 3

Les Figure 57 à Figure 59 montrent, pour les mois les plus critiques au niveau de la consommation de mazout, les puissances consommées sur la génératrice et la turbine, les puissances dissipées dans les accumulateurs d'eau chaude, ainsi que la température de l'eau accumulée et de l'air extérieure.

On voit que la température de l'eau est toujours entre 55 et 60°C environ, ce qui est tout à fait compatible avec la PAC présentée ci-dessus. Les puissances dissipées dans les résistances d'eau chaude sont principalement entre 5 et 15 kW environ, ce qui convient à la PAC qui peut absorber avec l'allure 2 au maximum 14 kW par -20°C. Enfin, on remarque que les températures extérieures sont seulement quelque jour par hiver en dessous de -10°C, et très rarement proche de -20°C. Prendre un COP moyen de 2 pour la saison d'hiver est donc tout à fait justifié. Ceci permet de faire une première estimation quant au gain d'énergie renouvelable qu'il est possible de réaliser grâce à une PAC.

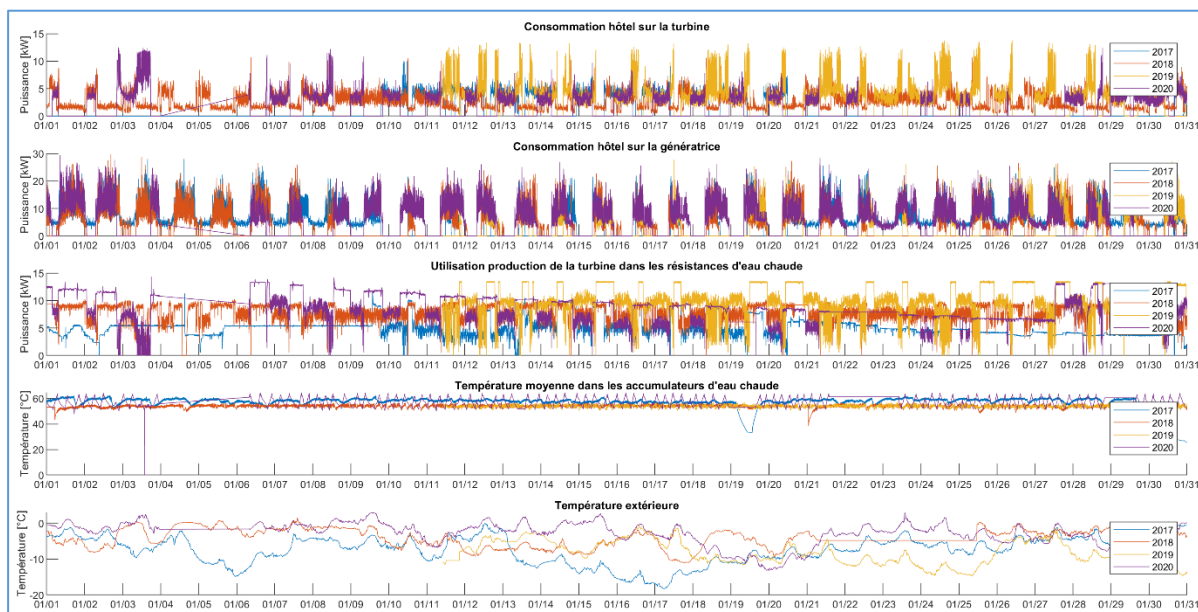


Figure 57 : Graphique - Puissances turbine et génératrice, températures eau chaude et extérieure - Mois de Janvier

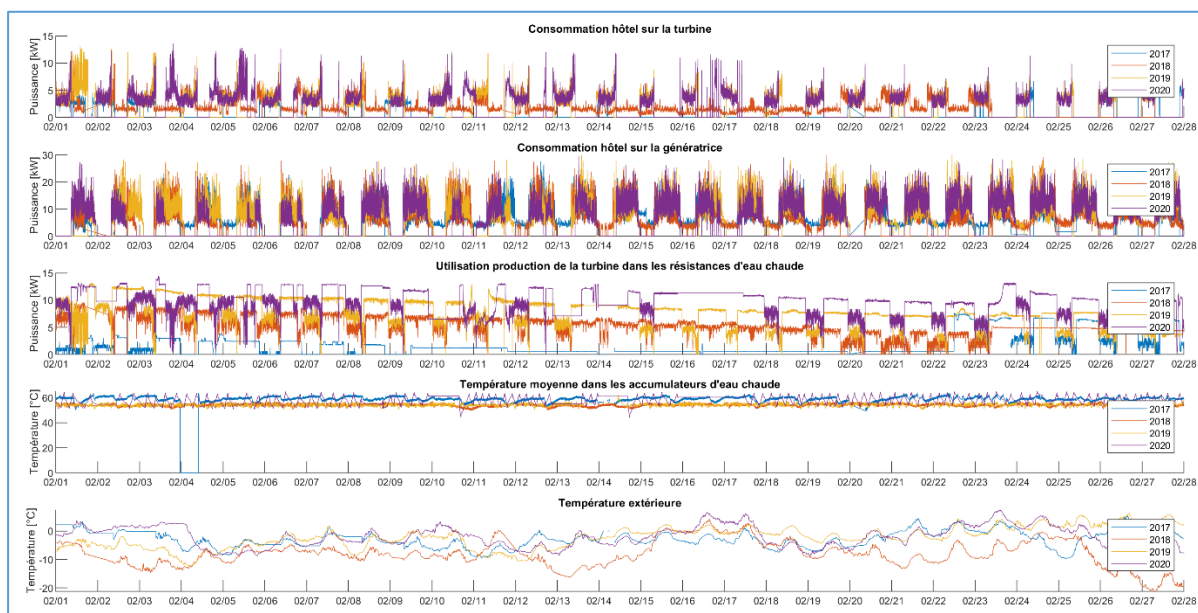


Figure 58 : Graphique - Puissances turbine et génératrice, températures eau chaude et extérieure - Mois de Février

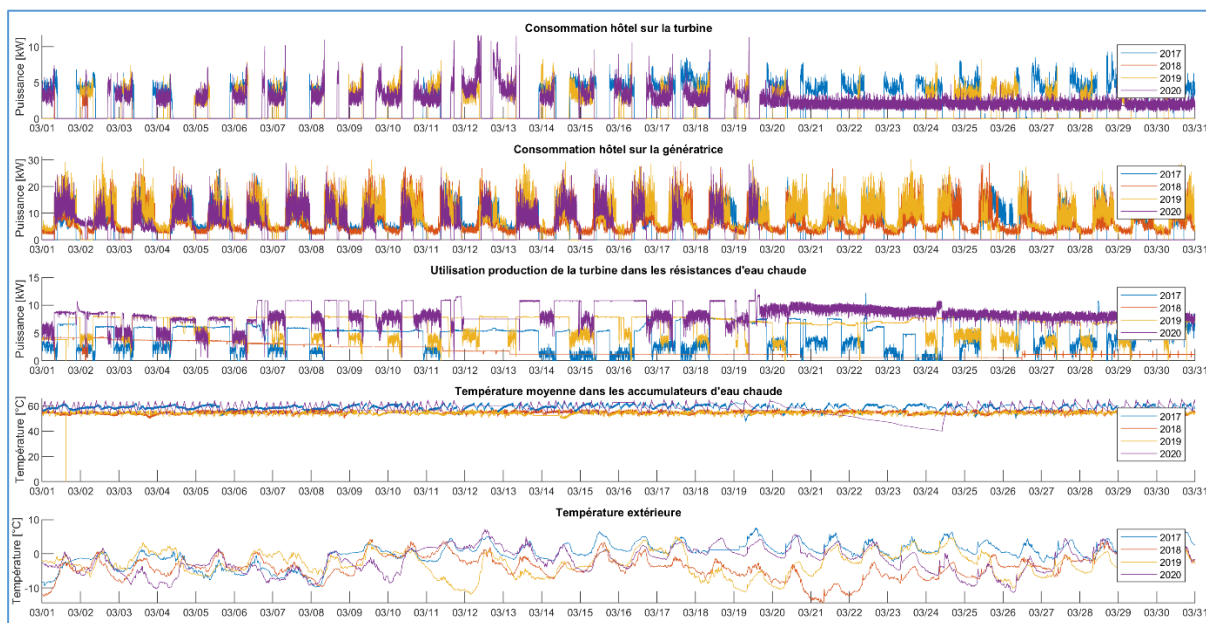


Figure 59 : Graphique - Puissances turbine et génératrice, températures eau chaude et extérieure - Mois de Mars

Cette première analyse montre qu'il ne semble pas impossible de mettre en place une PAC air-eau sur le site de l'hôtel, et que le COP ne serait alors pas moindre. Une analyse plus détaillée, avec simulation numérique, pourrait donner de manière précise la réduction de mazout possible grâce à la PAC.

5.4 Synthèse

La Figure 60 résume les possibilités d'alternatives envisageables au remplacement de l'énergie consommée à partir du mazout. On voit que globalement, sur l'année, il serait possible de remplacer totalement le mazout grâce à la barrière PV et une PAC. Ceci ne tient pas compte des problèmes de stockage, et traite uniquement du pur potentiel de production d'énergie. On voit bien qu'en réalité, sans stockage et avec une résolution mensuelle, l'énergie provenant du mazout ne peut être remplacée que partiellement.

Une recommandation est de réaliser un travail d'analyse détaillé pour la mise en place de panneaux solaires et d'une PAC, puis à partir des résultats de réévaluer les possibilités de stockage saisonnier pour répartir l'énergie. La mise en place de PV nécessite d'abord la résolution des instabilités de la fréquence réseau, mais la mise en place d'une PAC pourrait tout à fait être envisagée dès à présent.

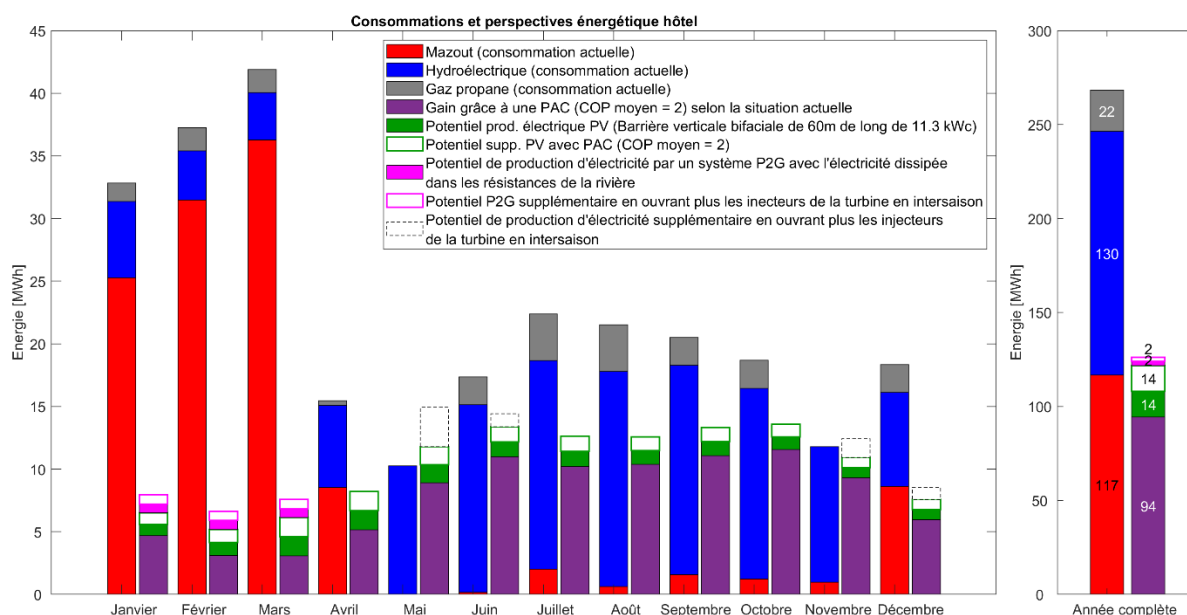


Figure 60 : Consommation énergétique (thermique et électrique confondue) de l'hôtel, et potentiel de réduction d'énergie provenant du mazout

La Figure 61 montre, cette fois-ci, le mazout qui pourrait être économisé grâce aux PVs et/ou à une PAC sans système de stockage, ainsi qu'avec un système P2G exploitant le surplus d'énergie hydroélectrique actuel.

Dans cette estimation, il est pris en compte que, toute l'énergie produite par les PVs remplace en priorité la génératrice, et le restant remplace la chaudière pas le biais des résistances d'eau chaude, ou d'une PAC. Il est considéré également que le gain énergétique grâce à la PAC, permet en premier lieu de remplacer l'énergie produite par la chaudière. Si le gain énergétique de la PAC dépasse les besoins thermiques, la différence entre les deux est de l'hydroélectricité disponible pour remplacer la génératrice. Enfin, le système de P2G est considéré en remplacement de la génératrice uniquement, avec ou sans ouverture supplémentaire des injecteurs. Dans tous les cas, l'énergie thermique récupérée par l'échangeur de chaleur de la génératrice est prise en considération, lorsque le remplacement de l'énergie électrique produite par la génératrice est impliqué.

Il faut noter que, les mois où les économies de mazout potentielles apparaissent supérieures à la consommation, les gains ne sont pas reportés 2 fois dans le bilan annuel. Pour ces mois-ci, les gains des PVs et de la PAC sont divisés par deux dans le bilan annuel. Cela permet d'illustrer qu'il est possible de remplacer le mazout pour les mois d'été, soit grâce aux PVs, soit grâce à la PAC. Le gain annuel

présenté est le résultat de l'installation des PVs et de la PAC simultanément. Les économies de mazout sont résumées dans le Tableau 19.

	Valeur	Unité
Economie de mazout avec installation PVs seule (barrière bifaciale de 11.3 kWc)	2388	l/an
Economie de mazout avec une PAC seule (COP moyen = 2)	2908	l/an
Economie de mazout avec installation PVs et PAC simultanée	4989	l/an
Economie de mazout avec système P2G (y.c surplus hydroélectrique actuel et ouverture supplémentaire des injecteurs)	1542	l/an

Tableau 19 : Estimation des économies de mazout potentielles, avec installation PV, PAC, P2G

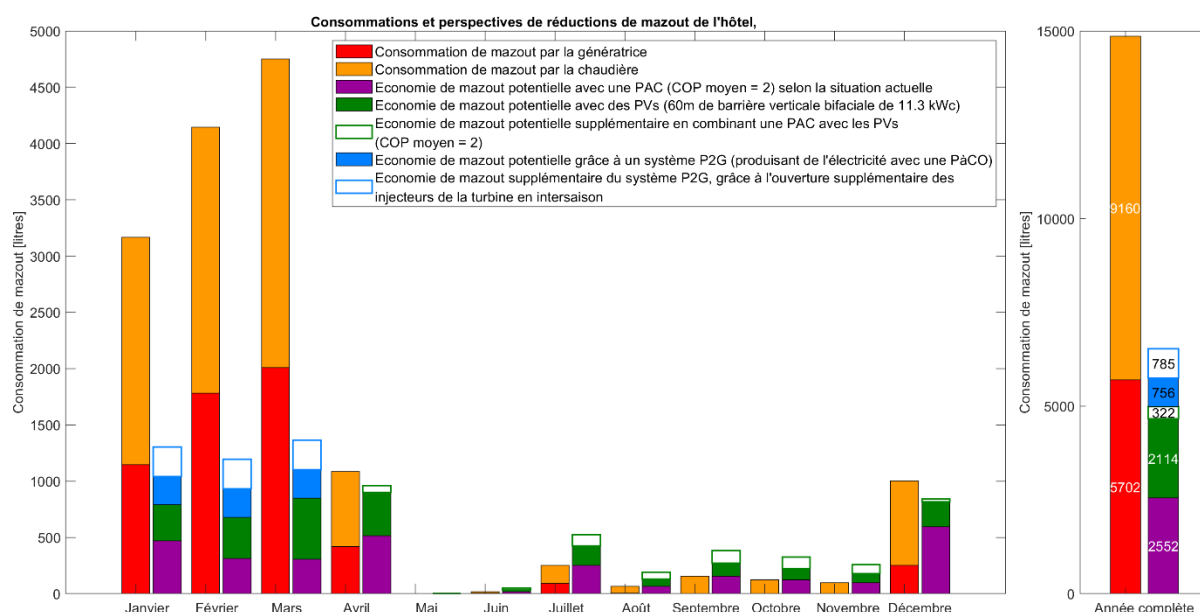


Figure 61 : Consommation de mazout de l'hôtel, et potentiel de réduction de mazout

Avec une économie de mazout de 2'388 l/an, il faudrait que le coût complet de la barrière photovoltaïque n'excède pas 42'200 CHF. Ceci représente un prix spécifique de 4.2 CHF/Wc tout compris. Ceci est tout à fait acceptable au vu des prix actuels du marché pour des puissances proches de 10 kWc, qui se situent entre 1 et 4.5 CHF/Wc, avec une moyenne à environ 2 CHF/Wc [26]. Une demande d'offre pourrait confirmer que le prix n'est pas supérieure à la limite, car il ne faut tout de même pas oublier que cette installation est « peu standard ».

Avec la réduction de mazout estimée de 2'908 l/an, il faudrait que le coût d'une PAC ne dépasse pas 58'450 CHF tout compris pour la rentabiliser sur 30 ans. Il faudrait faire une demande d'offre chez Viessmann pour voir si le modèle présenté au chapitre 5.3 est dans cet ordre de grandeur de prix.

Enfin, avec une économie de 4'989 l/an, le coût d'une installation combinant les PVs et la PAC, ne devrait pas dépasser 100'000 CHF pour être rentable sur 30 ans. Ceci est sans compter sur une augmentation des prix du mazout dans les prochaines décennies, ce qui rendrait l'investissement plus rapidement rentable

6 Système P2G du laboratoire

Malgré l'objectif initial d'inclure les frais de maintenance et d'exploitation d'un système P2G en se basant sur l'installation disponible en laboratoire, ceci n'a pas été évalué, car un tel système est loin d'être rentable dans la situation actuelle de l'hôtel, même sans prendre en compte l'exploitation. Toutefois, la prise en main du système du laboratoire permet de se faire une idée plus précise des aspects à prendre en compte pour l'exploitation d'une telle solution de stockage. Ce chapitre présente des manipulations et analyses de fonctionnement de l'installation du laboratoire, ainsi qu'une démarche pour automatiser certains points du système.

6.1 Description installation

Le laboratoire est équipé d'un électrolyseur PEM de 5 kW et d'une PàC PEM de 2.4 kW. Un réservoir d'eau déminéralisée fait aussi office de dégazeur O_2 pour la PàC. Un circuit d'eau, indépendant du reste du système, s'occupe de la filtration de l'eau déminéralisée afin d'avoir une pureté suffisante pour l'électrolyseur. Un autre circuit d'eau permet d'alimenter et de refroidir l'électrolyseur, ou de refroidir la PàC. L'hydrogène alimentant la pile à combustible, provient d'une bouteille pressurisée à 200 bar, et l'air provient d'un circuit d'air comprimé présent dans le bâtiment. Une résistance variable permet de faire varier les caractéristiques courant-tension pendant le fonctionnement de la PàC. La Figure 62 illustre schématiquement le montage.

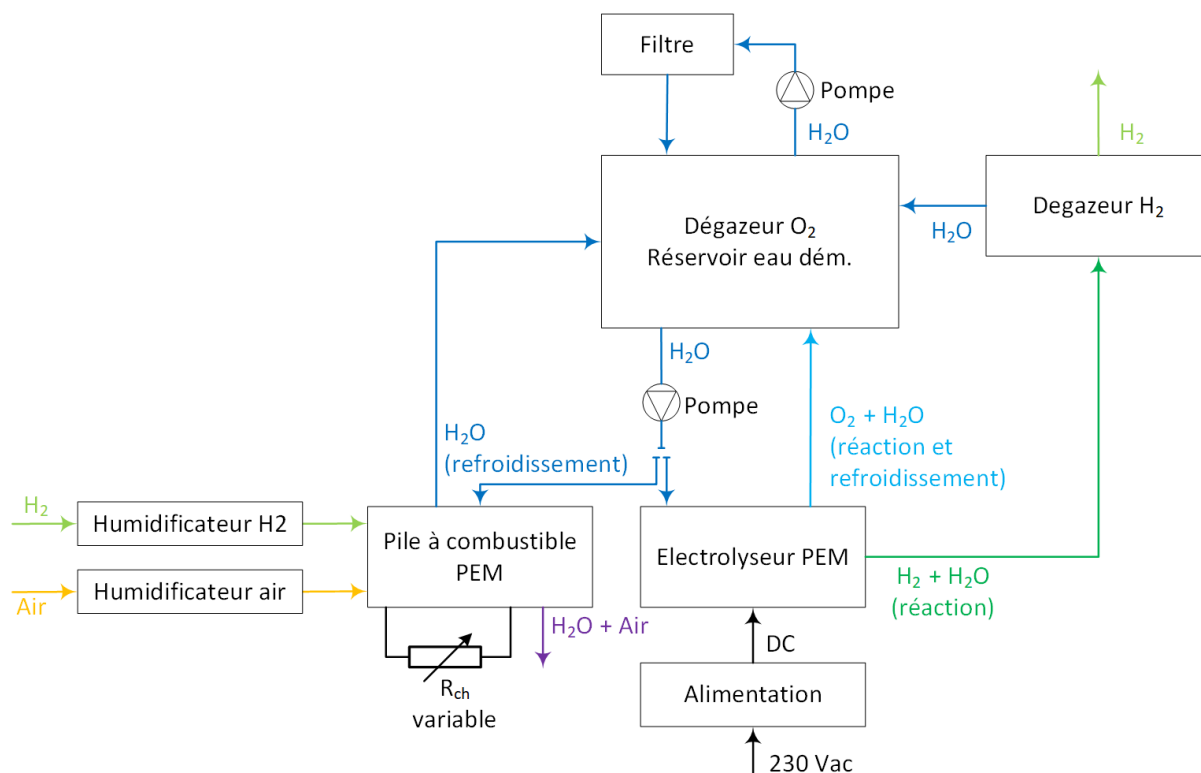


Figure 62 : Schéma bloc système P2G laboratoire

L'installation comprend aussi un réservoir d'hydrure métallique, permettant de faire des essais d'absorption et désorption d'hydrogène provenant de la bouteille à 200 bar. Cette partie n'a pas été testée par manque de temps.

Il existe également un réacteur de méthanation, ainsi qu'une bouteille de CO_2 , ce qui permet la synthèse de l'hydrogène en méthane. Ceci n'a pas été testé, car ce système n'a pas été mis en service depuis longtemps et demanderait quelques mises à jour pour être à nouveau fonctionnel.

6.2 Mesures usuelles

La Figure 63 montre une courbe temporelle d'un essai de l'électrolyseur. On peut voir que la production de H₂ est très réactive aux changements du courant. La production est également très stable en régime stationnaire. Les baisses de production ponctuelles que l'on peut observer sont dues à la purge (manuelle) de l'eau dans le dégazeur H₂.

Selon le datasheet de l'électrolyseur (voir annexe 5), le courant nominal est de 75A. Dans le labo, l'alimentation est limitée à 60A. La production théorique d'hydrogène donnée est de 6.69 cm³/min (de H₂/A/cellule). Le stack est composé de 20 cellules, soit pour 60A une production attendue de 8.4 NL/min. Ceci est très proche des résultats obtenus, ce qui confirme donc le bon fonctionnement de l'électrolyseur.

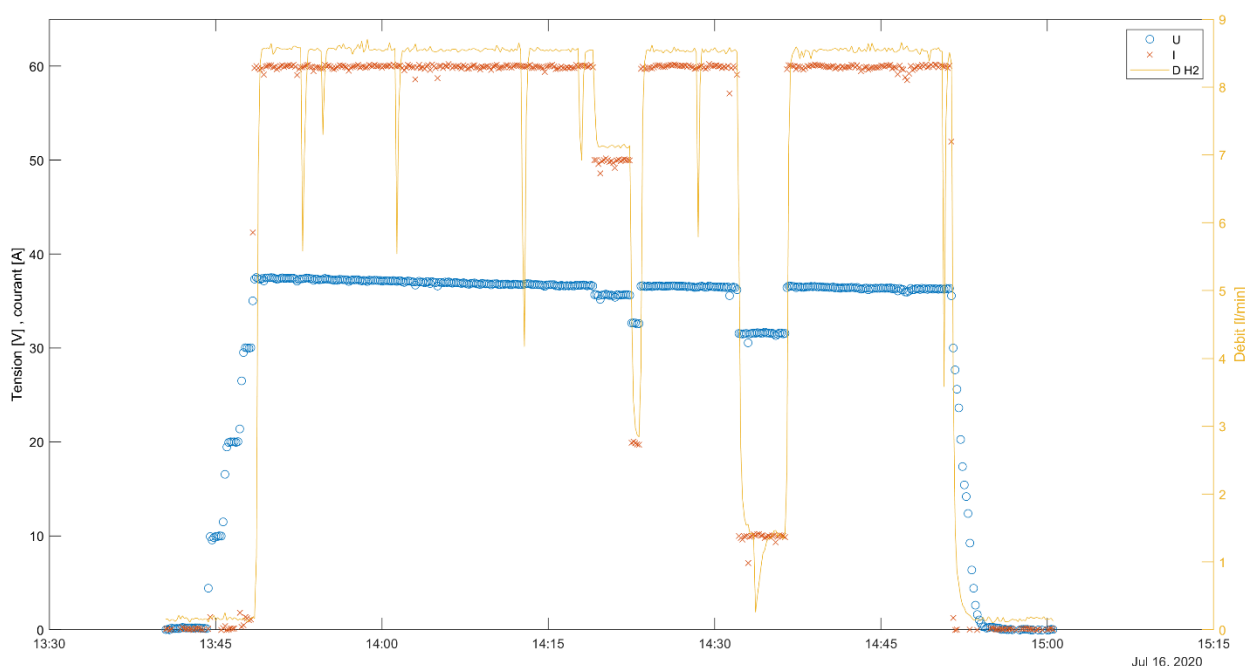


Figure 63 : Exemple courbe temporelle électrolyseur, 16.07.20

La Figure 64 montre la courbe caractéristique courant-tension pour plusieurs essais de l'électrolyseur. On voit qu'à chaque fois les résultats sont quasi confondus, ce qui montre que le fonctionnement est très stable entre les diverses mises en service.

Selon le datasheet (annexe 5), on peut calculer le rendement de l'électrolyseur selon l'Équation 20. Le résultat, pour une puissance de 2.2kW et un débit de 8.5 NL/min (soit 4.58E⁻² kg/h), est de **82.1 %**. Ce rendement est plus élevé que celui pris pour dimensionner le système P2G de l'hôtel (70%), mais ne prend pas en compte la consommation de tous les composants de gestion du système. De plus, on peut s'attendre à une légère baisse de rendement tout au long de la durée de vie de l'électrolyseur.

$$\text{Rendement électrolyseur (selon PCS) [\%]} = \frac{100 * 39.4 \left[\frac{kWh_e}{kg.H_2} \right]}{P_{stack}[kW_e] / \text{Débit H}_2 \left[\frac{kg.H_2}{h} \right]}$$

Équation 20 : rendement électrolyseur

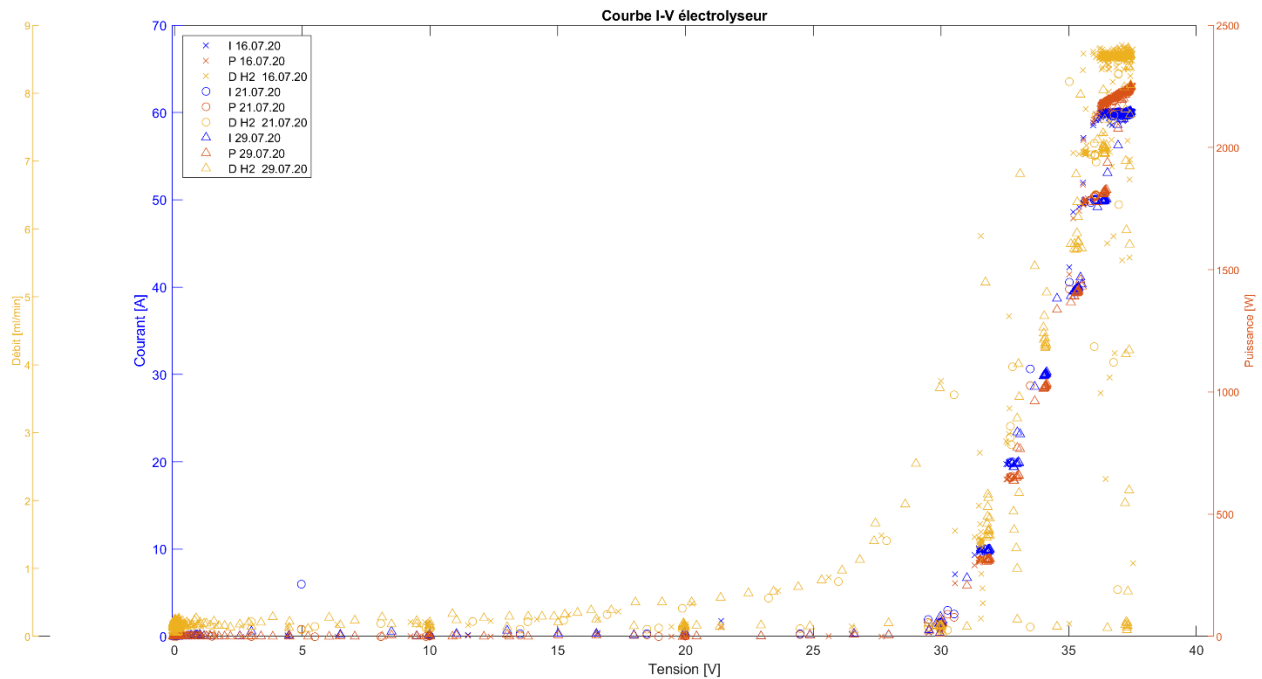


Figure 64 : Courbe I-V et débit H2 de l'électrolyseur, pour plusieurs essais

La Figure 65 montre les mesures d'un essai de la pile à combustible. La résistance de charge a été diminuée par paliers, afin de trouver le point de puissance maximal. La puissance maximale a été d'environ 80W. La puissance n'est pas très élevée, mais le débit d'hydrogène n'est que de 3 NL/min contre 45 NL/min pour fonctionner à la puissance maximale (voir annexe 4), ce qui représente moins de 7% de ce débit maximal. Il n'est pas possible de monter très haut en courant à cause de résistances qui ne permettent pas de dissiper une grande puissance. Toutefois le rendement calculé selon l'Équation 21 est largement inférieur à celui annoncé dans le datasheet de 48%. Plusieurs hypothèses peuvent être avancées à ce sujet : le dessèchement de la membrane, l'absence de purge côté anode, un mauvais taux d'humidité de l'air ou de l'hydrogène. Seul le changement de la membrane pourrait confirmer un problème avec celle-ci, et des tests quant à l'humidité ont déjà été réalisés précédemment. C'est pourquoi des tests concernant l'ajout d'une purge côté anode sont traités dans le chapitre suivant.

$$\begin{aligned} \text{Rendement PàC (selon PCI)}[\%] &= \frac{P_{\text{elec}}[W] * 100}{\text{Débit H2} \left[\frac{l}{\text{min}} \right] * \rho_{\text{H2}} \left[\frac{kg}{m^3} \right] * PCI \left[\frac{kWh}{kg.H2} \right] * 60 * 1000} \\ &= \frac{80 [W] * 100}{3 \left[\frac{l}{\text{min}} \right] * 0.09 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * 33.3 \left[\frac{kWh}{kg.H2} \right] * 60} = \mathbf{14.8\%} \end{aligned}$$

Équation 21 : Rendement PàC

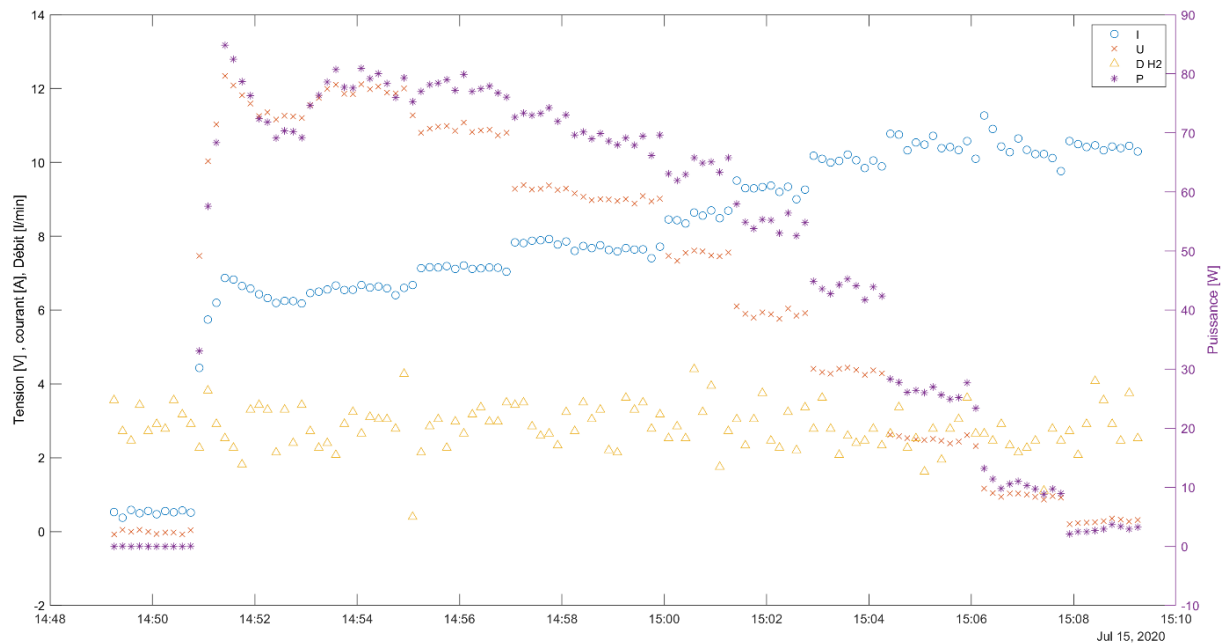


Figure 65 : Exemple de courbe temporelle PaC, 15.07.2020

La Figure 66 présente la courbe caractéristique de la PaC pour 2 séries de mesures. On voit que, pour des tensions quasi similaires, le courant était plus faible et donc la puissance également. En quelque jour seulement la puissance a diminué de moitié environ.

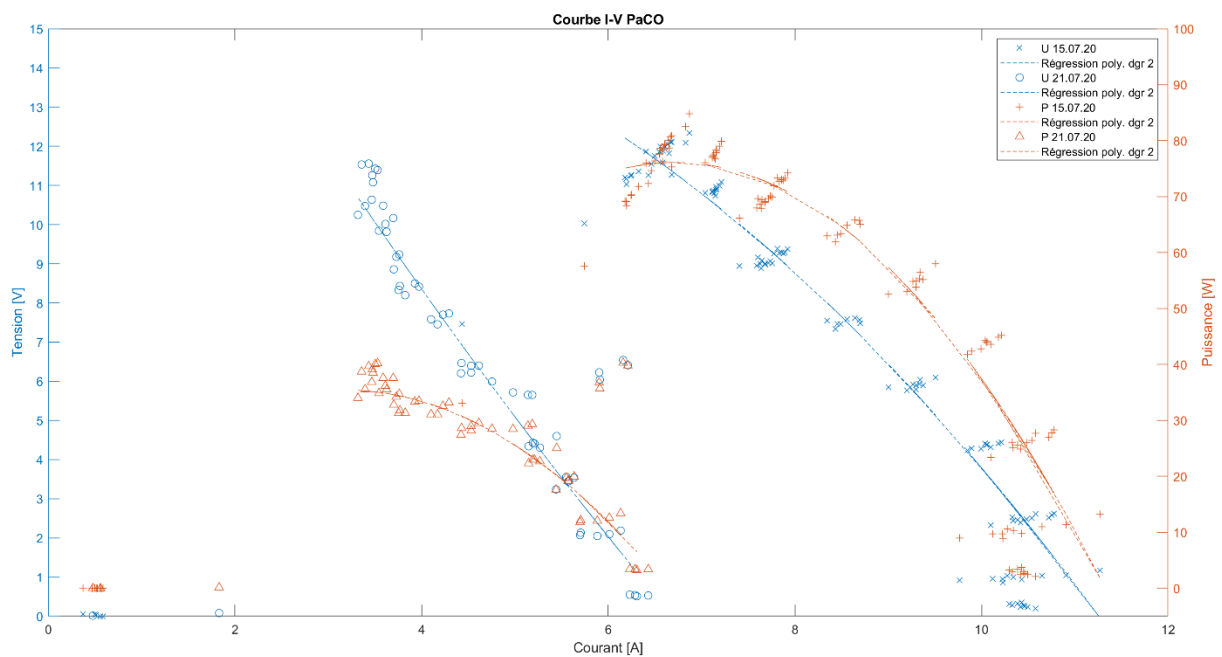


Figure 66 : Courbe I-V pile à combustible, pour plusieurs essais

6.3 Automatisation électrolyseur

Cette section décrit les modifications nécessaires pour automatiser le fonctionnement de l'électrolyseur, afin de ne pas devoir surveiller le bon fonctionnement pendant toute la durée d'utilisation. Le but est que, une fois les réglages des bases effectués manuellement, on puisse laisser fonctionner l'électrolyseur sans devoir intervenir sur le système.

L'élément principal, nécessitant des interventions régulières pendant le fonctionnement, est la vidange du dégazeur H₂. Celle-ci se fait actuellement de manière manuelle par une vanne 3 voies. Il faudrait remplacer cette vanne 3 voies manuelle par un Té, une vanne 2 voies manuelle et une électrovanne 2 voies, comme présenté sur la Figure 67 (encadré en rouge). Ceci permettrait, d'une part d'effectuer régulièrement la vidange via l'électrovanne (n°9), et d'une autre part de remplir le réservoir d'eau de temps en temps par la vanne n°8.

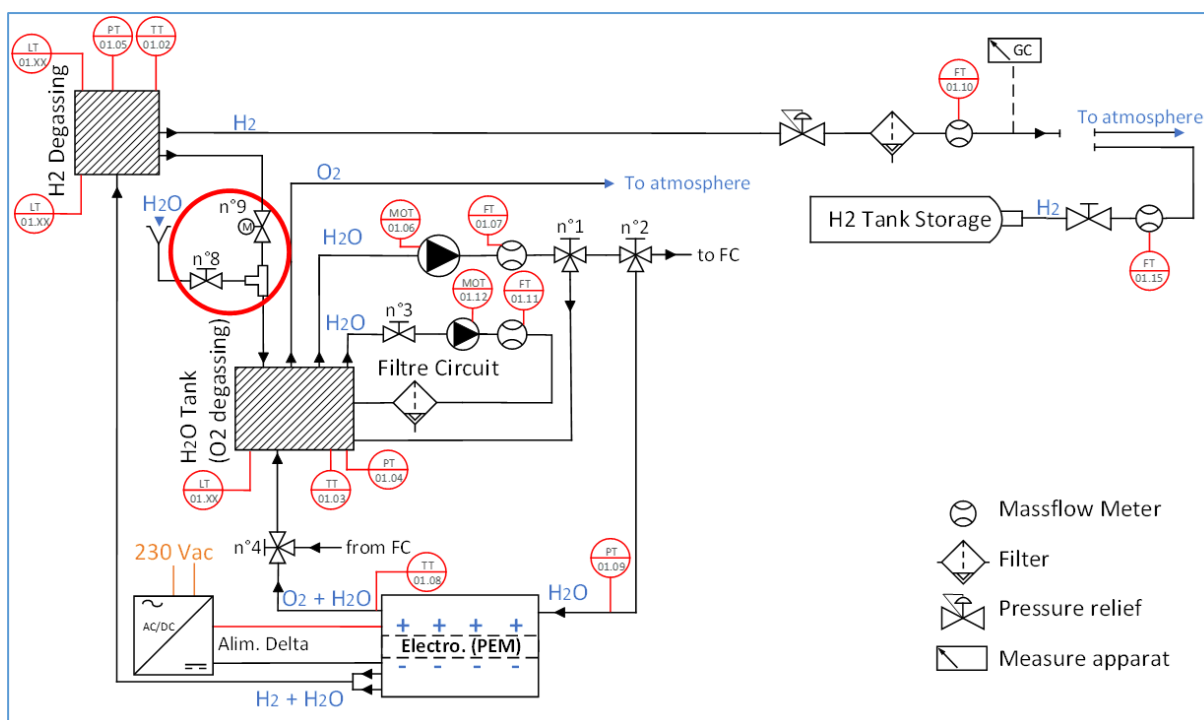


Figure 67 : Schéma électrolyseur avec modification pour automatisation (Auteur : Gregory Trotter. Modifications : Félix Savy)

Le Tableau 20 montre quels éléments doivent être implémentés dans la procédure d'utilisation, pour un fonctionnement automatique de l'électrolyseur. Les actions automatiques (A), nécessitent une modification du contrôle commande de l'automate. En plus de la purge automatique du dégazeur, ces actions permettraient de stopper l'électrolyseur si le fonctionnement sort de plage de valeurs autorisées par le fabricant.

Automatique (A)			
Etapas	Manuelle (M)	Actions	Nouveau matériel nécessaire pour l'automatisation
Etapas préliminaires			
1	M	Vérifier l'alimentation électrique (Int. général ON, arrêt urgence OFF).	
2	M	Allumer ordinateur (Computer Only logon, Nom : Uadmin, mdp : stockage).	
3	M	Vérifier la connexion du câble Ethernet entre ordi et automate (LED orange et verte sur automate).	
4	M	Lancer l'interface LabVIEW : Raccourci bureau <i>Power2gas</i> , clic droit cRioMethanation --> connect, exécuter MAIN_FPGA.vi, MAIN_CPU.vi, main.vi	
5	M	Allumer le ventilateur de la hotte (commutateur mural derrière ordi).	
6	M	Entrer la limite de courant électrolyseur (60A) et la consigne en tension souhaité (2V/cell * 20 cells = 40 V), ainsi que les rampes de tensions (0.5V/s partout).	
7	M	Enclencher l'alimentation delta avec l'interrupteur principale.	
8	M	Vérifier les paramètres de l'alimentation delta (activer REMOTE CV, REMOTE CC, OUTPUT ON).	
9	M	Vérifier le niveau d'eau dans le dégazeur O2. Remplir si nécessaire (par vanne n°8)	
10	M	Sélectionner les variables à visualiser	
11	M	Ouvrir la vanne n°3 du circuit de filtration	
12	M	Lancer la pompe du circuit de filtre (5V)	
13	M	Positionner vanne n°1 sur Elec./FC (Opposé de bypass)	
14	M	Positionner vanne n°2 sur Elec.	
15	M	Positionner vanne n°4 sur Elec	
16	M	Alumer le générateur de fréquence	
Start auto		Quand R_eau = 13 MΩ	
17	A	Mettre la pompe du circuit de filtration sur 2V	
18	A	Lancer la pompe principale (speed 1 + 2)	
19	A	Enclencher commande <i>Electrolyseur ON</i> .	
Contrôle auto bon fonctionnement			
	A	Ouvrir vanne n°9 du dégazeur H2 si niveau supp. dégazeur H2 = ON	Electrovanne 2 voies, vanne 2 voies (en stock), raccord en Té
	A	Fermer vanne n°9 du dégazeur H2 si niveau bas dégazeur H2 = OFF	
	A	Arrêter commande <i>Electrolyseur ON</i> si capteur niveau d'eau dégazeur O2 = OFF	
	A	Arrêter commande <i>Electrolyseur ON</i> si P O2 > P H2	
	A	Arrêter commande <i>Electrolyseur ON</i> si P O2 ou P H2 > 6 bar (Facteur limitant : tubes flexibles)	
	A	Arrêter commande <i>Electrolyseur ON</i> si Temp. liquide dégazeur O2 > 45 °C (Facteur limitant : filtres)	
	A	Arrêter commande <i>Electrolyseur ON</i> si Débit liquide électrolyseur < 2 l/min	
	A	Mettre la pompe du circuit de filtration sur 5V si R_eau < 10 MΩ ou sur 2V si R_eau > 12 MΩ	
stop routine			
19	M	Mettre la valeur de consigne de tension électrolyseur à 0V.	
20	M	Attendre que la tension soit à 0V.	
21	M	Mettre la valeur de consigne de courant électrolyseur à 0A.	
22	M	Arrêter commande Electrolyseur ON	
23	M	Eteindre l'alimentation Delta.	
24	M	Laisser tourner la pompe du circuit de filtre pendant une minute	
		Eteindre les 2 pompes, puis rapidement fermer la vanne n°3 du circuit de filtration et la vanne n°2	
25	M		
26	M	Exporter les mesures	
27	M	Arrêter le programme	
28	M	Eteindre le ventilateur	
29	M	Eteindre l'alimentation générale et le régulateur de fréquence	

Tableau 20 : Nouvelle procédure d'utilisation de l'électrolyseur avec automation

6.4 Automatisation pile à combustible

Pour les mêmes raisons que pour l'électrolyseur, cette section décrit ce qu'il faut faire pour automatiser la pile à combustible. En plus du contrôle du fonctionnement dans les plages autorisées, l'automatisation vise aussi à mettre en place la purge côté anode, qui n'a jamais été implémentée. Celle-ci est recommandée (voir annexe 4) en cas d'utilisation de la PàC en recirculation, ce qui est le cas actuellement. La vanne doit être positionnée comme présenté sur la Figure 68 (encerclé en rouge).

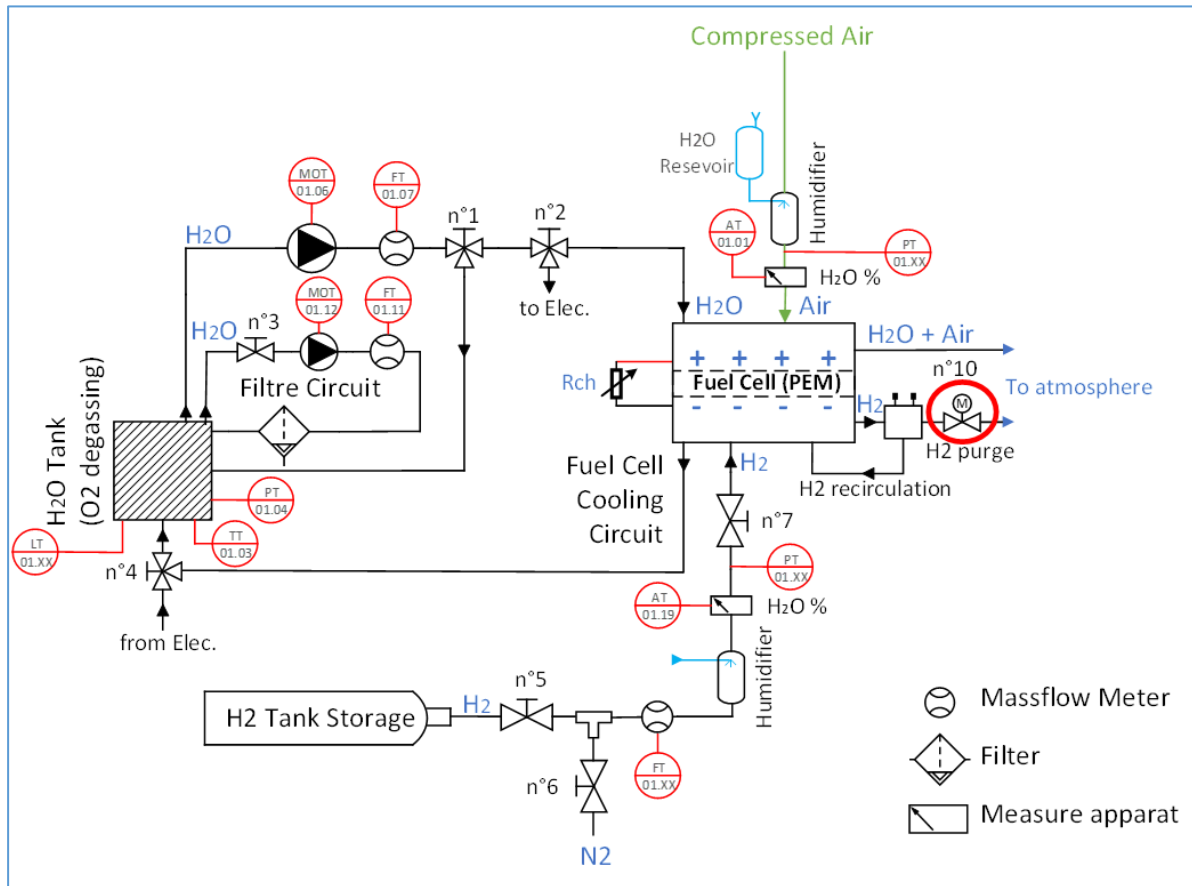


Figure 68 : Schéma pile à combustible avec modification pour automatisation purge anode (Auteur : Gregory Trotter. Modifications : Félix Savy)

Actuellement, les trois sorties possibles d'hydrogène de la PàC sont bouchées. La vanne de purge doit être positionnée sur la sortie basse, afin d'évacuer correctement les résidus d'eau, comme sur la Figure 69. Il est recommandé d'ouvrir la vanne de purge pendant la purge de démarrage, ainsi qu'à chaque fois que le courant*temps est environ égale à 3600-4500 As. Par exemple, pour une utilisation constante à 10A, cela représente un intervalle d'ouverture d'environ 6-7 minutes. Le volume de purge conseillé est de 350ml, soit environ 4-5 secondes d'ouverture pour un débit d'hydrogène de 5 l/min.

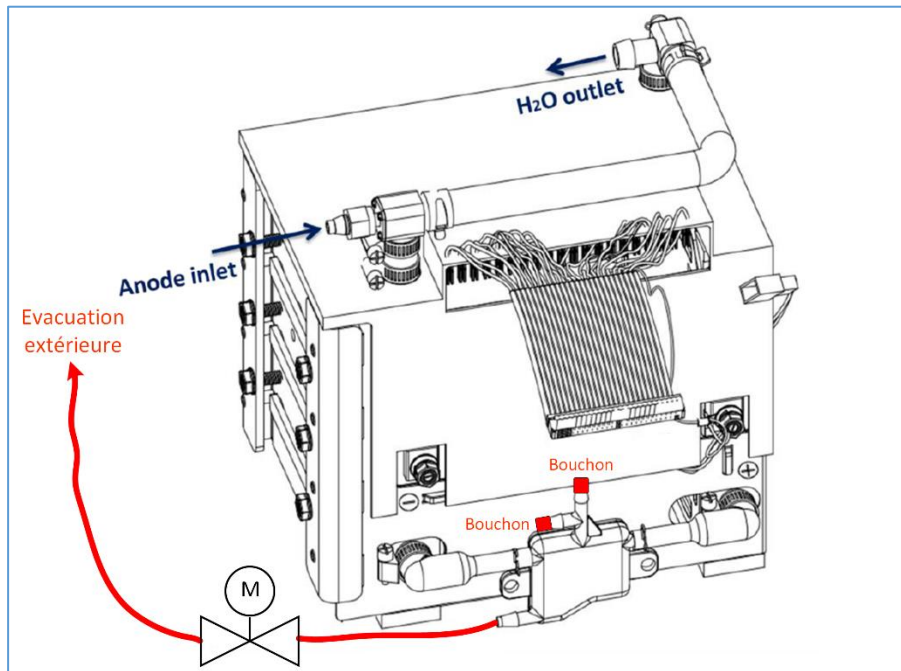


Figure 69 : Connection purge anode PàC

La Figure 70 montre un essai de fonctionnement de la PàC avec des ouvertures manuelles de la vanne 2 voies qui a été mise en place. On constate des sauts de puissance lors de l'ouverture de la vanne, puis, si on laisse ouvert assez longtemps, une baisse de puissance jusqu'à la puissance d'avant l'ouverture. Cette baisse de puissance est peut-être liée à la contamination de l'anode par de l'oxygène qui entre par la purge. Un test de la composition du gaz pourrait confirmer ceci.

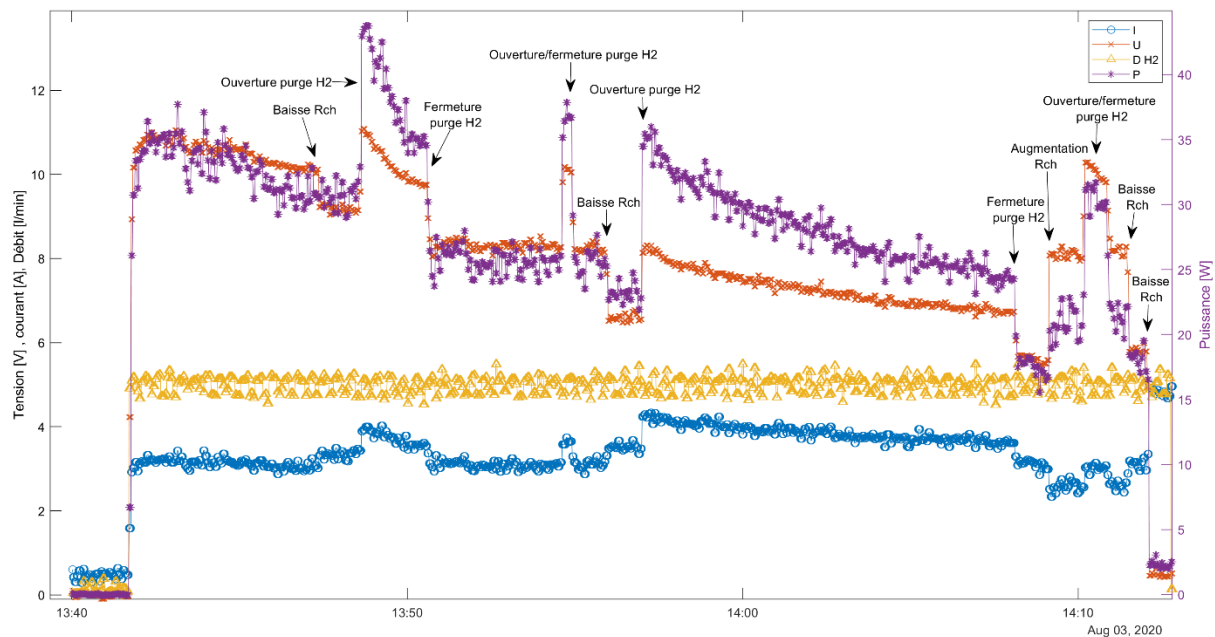


Figure 70 : Essais PàC avec purge anode manuelle

L'essai avec les ouvertures de la vanne de purge a été intégré dans la courbe I-V visible sur la Figure 71. On voit que les caractéristiques courant-tensions et courant-puissance ne suivent pas une tendance aussi propre que lors des autres essais. Ceci est dû aux pics de puissances liés à l'ouverture de la vanne de purge. La puissance est ponctuellement plus élevée que pour l'essai précédent, sans purge, mais n'est pas stable sur la durée. Néanmoins, la purge n'est pas faite pour être ouverte sur des périodes si longues, et on s'attend plutôt à un gain de performances sur le long terme de la durée de vie de la cellule. On peut aussi se demander s'il n'est pas trop tard pour que la purge ait un effet positif

sur les performances de la cellule. En effet celle-ci fonctionne depuis un certain temps sans purge, ce qui a peut-être endommagé la membrane.

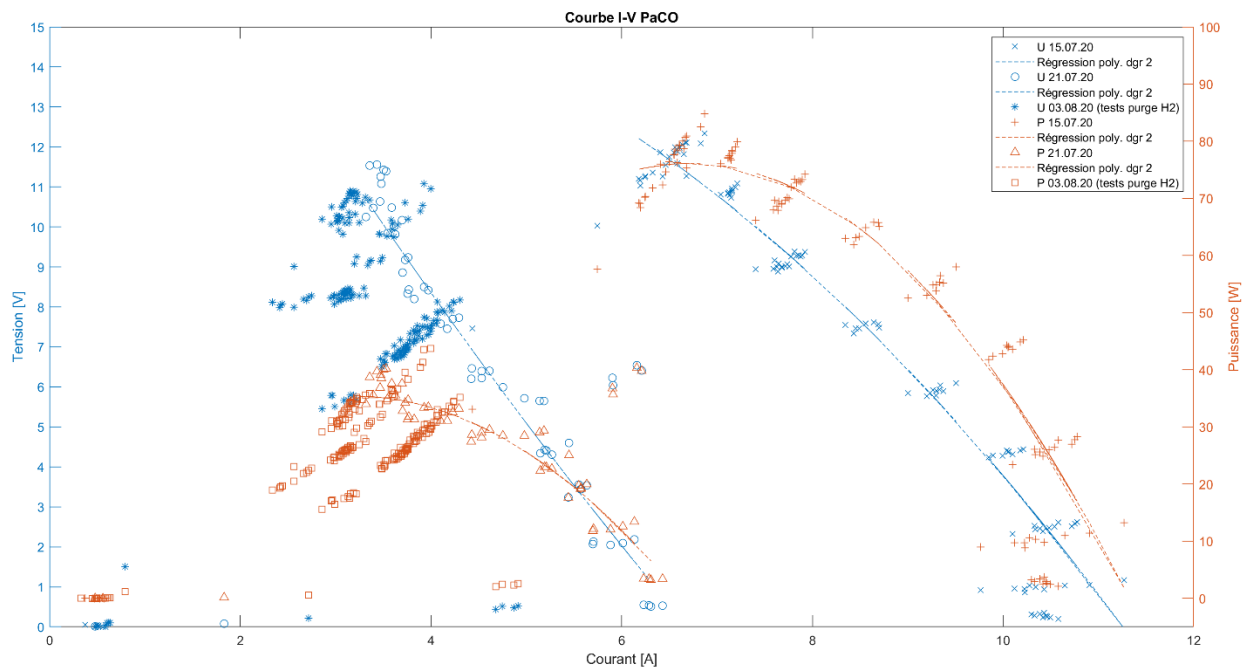


Figure 71 : Courbe I-V PaC avec essai vanne purge anode

Le Tableau 21 montre la procédure d'utilisation de la PaC, adapté pour l'automatisation. Ici encore le contrôle commande de l'automate doit être adapté. Pour les mesures, il est intéressant de faire varier la charge, ce qui ne peut être réalisé de manière automatique avec les résistances variables. C'est pourquoi il est mentionné : variation de la charge avec le bus DC. Un projet en cours a pour but de pouvoir utiliser le réseau 700Vdc de l'école pour alimenter l'électrolyseur ou pour y injecter l'électricité produite par la PaC. Ceci permettrait d'avoir des variations de courant automatique pendant le fonctionnement de la PaC.

Etapas	Automatique (A)		Nouveau matériel nécessaire pour l'automatisation
	Manuelle (M)	Actions	
Etapas préliminaires			
1	M	Vérifier l'alimentation électrique (Int. général ON, arrêt urgence OFF)	
2	M	Allumer ordinateur (Computer Only logon, Nom : Uadmin, mdp : stockage)	
3	M	Vérifier la connexion du câble Ethernet entre ordi et automate (LED orange et verte sur automate)	
4	M	Lancer l'interface LabVIEW : Raccourci bureau Power2gas, clic droit cRioMethanation --> connect, exécuter MAIN_FPGA.vi, MAIN_CPU.vi, main.vi	
5	M	Allumer le ventilateur de la hotte (commutateur mural derrière ordi)	
6	M	Vérifier le niveau d'eau dans le dégazeur O2. Remplir si nécessaire (par vanne n°8)	
7	M	Vérifier le niveau d'eau dans l'humidificateur O2. Remplir si nécessaire	
8	M	Sélectionner les variables à visualiser	
9	M	Ouvrir la vanne n°3 du circuit de filtration	
10	M	Lancer la pompe du circuit de filtre (2V)	
11	M	Positionner vanne n°1 sur Elec./FC (Opposé de bypass)	
12	M	Positionner vanne n°2 sur FC	
13	M	Positionner vanne n°4 sur FC	
14	M	Vérifier que la/les résistance(s) soient connectées à la FC, et alumer le petit ventilateur	
15	M	Fermer vannes n°5 et n°6	
16	M	Ouvrir la bouteille d'azote et régler la bouteille sur 6 bar env. (P relative FC < 0.5 bar)	
17	M	Ouvrir l'électrovanne n°10 avec LabView (bouton XXX)	Electrovanne 2 voies
18	M	Ouvrir les vannes n°6 et n°7	
19	M	Mettre la consigne de débit H2/N2 sur 45 l/min, et attendre 20 secondes	
20	M	Mettre la consigne de débit H2/N2 sur 0 l/min	
21	M	Fermer l'électrovanne n°10 avec LabView (bouton XXX)	
22	M	Fermer la vanne n°6, puis fermer la bouteille d'azote	
23	M	Ouvrir la bouteille d'hydrogène, et régler la pression pour avoir P relative FC < 0.5 bar	
24	M	Mettre la consigne de débit d'air sur 60 l/min	
25	M	Ouvrir la vanne n°5	
26	M	Alumer le générateur de fréquence	
Start auto		Quand R_eau > 1 MΩ	
	A	Lancer la pompe principale (speed 1)	
	A	Mettre la consigne H2 sur 5 l/min	
Contrôle auto bon fonctionnement			
	A	Consigne débit H2 = 0 si Temp. liquide dégazeur O2 > 45°C (Facteur limitant : filtres)	
	A	Quand somme de I_FC*t = 3600 As, ouvrir électrovanne n°10 pendant 5 secondes	
	A	Consigne débit H2 = 0 si capteur niveau d'eau dégazeur O2 = OFF	
	A	Consigne débit H2 = 0 et stop pompe principale, si Débit liquide électrolyseur < 0.5 l/min	
	A	Rch non variable automatiquement. Variation auto de la charge avec bus DC ?	
stop routine			
27	M	Mettre consigne débit H2 = 0	
28	M	Mettre consigne débit d'air = 0	
29	M	Fermer les vannes n°5 et n°7	
30	M	Fermer l'air comprimé	
31	M	Laisser tourner la pompe du circuit de filtre pendant une minute	
32	M	Eteindre les 2 pompes, puis rapidement fermer la vanne n°3 du circuit de filtration et la vanne n°2	
33	M	Exporter les mesures	
34	M	Arrêter le programme	
35	M	Eteindre le ventilateur	
36	M	Eteindre l'alimentation générale et le régulateur de fréquence	

Tableau 21 : Nouvelle procédure d'utilisation de la PàC avec automatisation

Enfin le Tableau 22 donne la liste des nouveaux composants nécessaire à l'automatisation de l'électrolyseur et de la PàC.

Elément	Elec. (E) PàC (P)	Caractéristiques	Type	Fournisseur/art.num	Qté	Prix (H.T) [CHF]	total
Vanne n°9,10	E,P	Electrovanne 2 voies 24VDC 1/2"	Cynergy3 SOL2B1	Distrelec 301-15-913	2	96.80	193.6
Adaptateur	E,P	6 mm vers 1/2" inox	SS-6M0-1-8RS	Swagelok SS-6M0-1-8RS	4	24.55	98.2
Té	E	Té 6mm inox	SS-6M0-3	Swagelok SS-6M0-3	1	30.6	30.6
Total H.T							322.4

Tableau 22 : Liste nouveau matériel nécessaire à l'automatisation de l'électrolyseur et de la PàC

Après l'implémentation de ces automatisations, la prochaine étape serait d'automatiser l'utilisation de l'électrolyseur avec remplissage par celui-ci de la bouteille d'hydrures métalliques. Ainsi que l'automatisation de la PàC fonctionnant grâce à la bouteille d'hydrures métalliques. La chaîne complète d'un système P2G incluant la production d'hydrogène, le stockage, et la production d'électricité, serait alors disponible.

7 Recommandations/perspectives

Les analyses de cette étude permettent de donner les conseils suivants pour le futur énergétique de l'hôtel :

1. Réaliser une étude approfondie sur la possibilité de mettre en place une pompe à chaleur air-eau. S'il s'avère possible de mettre en place une telle PAC, il faut ensuite effectuer une simulation numérique pour estimer au mieux la quantité de mazout qui peut être économisée. Après cela, un appel d'offres auprès de spécialistes doit être fait, afin de déterminer le temps de retour sur investissement du système.
2. Étudier en détail la possibilité d'installer une barrière photovoltaïque bifaciale, et l'impact de celle-ci sur la consommation de mazout, avec et sans combinaison à une PAC.
3. Trouver et réaliser la meilleure solution pour régler le problème d'instabilité de la fréquence réseau. Une bonne piste de départ serait la réalisation d'une campagne de mesure, de la puissance injectée par les PVs et de la fréquence réseau avec un pas de temps de l'ordre de la milliseconde. Il faudrait aussi compléter et tenir à jour un schéma électrique comprenant tous les éléments pouvant influencer la fréquence du réseau. Attention à ne pas oublier le risque de défaillance de la ligne 1kV qui peut survenir après l'implémentation d'une solution de gestion de la fréquence. Si une solution pouvant régler le problème de fréquence impliquant le changement de la ligne 1kV existe, celle-ci devrait être privilégiée.
4. Si le problème de fréquence réseau est réglé, et que les études approfondies sont concluantes, il est possible de mettre en place la PAC et/ou les PVs. Si le problème de fréquence n'est pas réglé, il est tout de même possible d'installer la PAC.
5. Une fois que la mise en place de la PAC et/ou des PVs est planifiée, ou même réalisée, il serait pertinent de réévaluer les possibilités de stockage saisonnier. En effet, le surplus d'énergie renouvelable à disposition serait indéniablement accru, et la consommation de mazout réduite.
6. Parallèlement à tous ces points, l'étude sur la mise en place d'un biodigester à des fins de production de biogaz peut être réalisée, en prenant en compte les difficultés d'implémentation liées aux températures extérieures, à l'altitude, aux odeurs, etc. S'il s'avère possible d'installer un tel système sur le site, il faudrait alors développer un digesteur de petite dimension, car il n'existe pas de produit sur le marché.

8 Conclusion

Plusieurs solutions de power-to-gas ont été proposées, distinguant les systèmes envisageables dès aujourd'hui, à moyen terme, et à plus long terme. Un dimensionnement technico-économique a été réalisé pour la solution la plus pertinente actuellement, exploitant le surplus d'hydroélectricité. Celui-ci inclut la production d'hydrogène par électrolyse, 2 options de stockage, et enfin la production d'électricité grâce une pile à combustible. Il en résulte que le coût d'investissement est d'un peu moins de 520'000 CHF pour un système avec stockage de l'hydrogène comprimé à 30 bar, et 875'000 CHF avec un stockage de l'hydrogène solide sous forme d'hydrures métalliques. La partie stockage est responsable de respectivement 90 et 94% du coût total des deux solutions. Le gain quant à la réduction de mazout grâce à un tel système est estimé à un peu plus 760 litres/an, soit 500 CHF/an. L'installation ne peut donc pas être rentable dans un temps raisonnable de l'ordre de 20-30 ans.

D'autres solutions, dans une perspective de réduction de la consommation de mazout, ont été proposées. Les résultats d'une étude préliminaire montrent que la mise en place d'une pompe à chaleur air-eau semble possible sur le site de l'hôtel. Celle-ci permettrait d'économiser environ 2'900 litres de mazout par année, soit près de 2'000 CHF/an. Une autre analyse montre que, l'installation de 11.3 kWc de panneaux solaires photovoltaïques sous forme d'une barrière verticale, permettrait l'économie d'environ 2'400 litres/an de mazout. Toutefois, la mise en place d'un tel système nécessiterait de préalablement trouver une solution pour régler des problèmes d'instabilités de la fréquence réseau, qui causent des déconnexions subites de l'onduleur déjà présent sur le site. Une rapide analyse a été faite à ce sujet, et propose des pistes pour avancer dans la résolution de ce problème.

Enfin, des manipulations du système du laboratoire ont été effectuées. Celles-ci n'ont pas permis de déterminer les coûts d'exploitation d'un système power-to-gas, mais m'ont donné une idée plus réaliste du fonctionnement, lors de cette première prise en main d'un tel système. Les tâches à réaliser, pour automatiser des prises de mesures usuelles de la pile et combustible ou de l'électrolyseur, ont été décrites. De premiers tests quant à la mise en place d'une purge automatique de l'anode de la pile à combustible ont été réalisés.

Globalement, je pense que l'étude par rapport à la mise en place d'un stockage saisonnier à l'hôtel était un peu prématurée. Le surplus d'électricité renouvelable en été n'était pas aussi conséquent qu'espéré avant l'analyse. Toutefois, il ne faut pas exclure pour toujours l'option de stockage, notamment power-to-gas. En effet, avec l'installation d'une PAC ou de nouvelles sources d'énergies renouvelables, l'augmentation des pics de surplus d'électricité sera inévitablement conséquente. De ce fait, le power-to-gas pourrait éventuellement devenir une solution de stockage à moyen terme, de l'ordre de quelques semaines, en début et fin de saison estivale. Ceci permettrait de diminuer les volumes de stockage, et par conséquent de réduire considérablement le coût de la solution.

9 Remerciements

Merci à mon professeur, M. Christoph Ellert, de m'avoir suivi et appuyé durant ce travail.

Merci à M. Jean-Claude Fischer de m'avoir accordé sa confiance et d'avoir été disponible tout au long de cette étude.

Merci à M. Matthieu Arlettaz, pour avoir fourni de précieuses informations et conseils techniques concernant l'hôtel.

Enfin merci à M. Julien Udry, pour la présentation du laboratoire et l'aide apportée.

10 Références

- [1] T. Morand, «Optimisation énergétique de l'hôtel Weisshorn,» HES-SO Valais/Wallis, 2009.
- [2] A. Perruchoud, «Intégration de photovoltaïque dans un réseau électrique en îlotage en haute montagne,» HES-SO Valais/Wallis, 2013.
- [3] J. Rigaud, «Efficience et suivi énergétique d'un hôtel isolé du réseau électrique,» HES-SO Valais/Wallis, 2015.
- [4] G. Desprez, «Hydrogène renouvelable,» HES-SO Valais/Wallis, 2016.
- [5] G. Gahleitner, «Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications,» *international Journal of hydrogen energy*, pp. 2039-2061, Decembre 2012.
- [6] S. G. T. R. M. T. V. K. B. & S. D. Schiebahn, «Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany.,» *International journal of hydrogen energy*, pp. 4285-4294, 2015.
- [7] A. Züttel, A. Borgschulte et L. Schlapbach, *Hydrogen as a Future Energy Carrier*, Weinheim: WILEY-VCH, 2008.
- [8] D. Parra et M. k. Patel, «Techno-economic implications of the electrolyser technology and size for power-to-gas systems,» *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 3748-3761, 2016.
- [9] C. W. A. S. T. C. E. MacA. Gray, «Hydrogen storage for off-grid power supply,» *International conference on environment and electrical engineering*, pp. 14-17, Septembre 2010.
- [10] P. O. A. O. K. & C. J. Murray, «Power-to-gas for decentralized energy systems: development of an energy hub model for hydrogen storage.,» chez *In Proceedings of the 15th IBPSA conference*, San Francisco, CA, 2017.
- [11] «Giacomini,» [En ligne]. Available: <https://www.giacomini.com/en/hydrogen-systems/h2hydrogem-hydrogen-boiler-giacomini>. [Accès le 11 Août 2020].
- [12] «Pouvoir calorifique,» [En ligne]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Pouvoir_calorifique. [Accès le 11 Août 2020].
- [13] «Viessmann vitocalor,» [En ligne]. Available: <https://www.viessmann.fr/fr/chauffage-maison-individuelle/cogeneration/pile-a-combustible/vitocalor-pt2.html>. [Accès le 11 Août 2020].
- [14] «Gencell,» [En ligne]. Available: <https://www.gencellenergy.com/our-products/gencell-a5/>. [Accès le 11 Août 2020].
- [15] T. Kober, C. Bauer, C. Bach, M. Beuse, G. Georges, S. Held, S. Heselhaus, P. Korba, L. Küng, A. Malhorta, S. Moebus, D. Parra, J. Roth, M. Rüdisüli, T. Schildhauer, T. Schmidt, T. Schmidt, M. Schreiber, F. Segundo Sevilla, B. Steffen et S. Teske, «Perspectives des technologies "Power-to-X" en Suisse,» 2019.

- [16] M. Ni, «An Overview of Hydrogen Storage Technologies,» *ENERGY EXPLORATION & EXPLOITATION*, p. 197–209, 2006.
- [17] M. Gardiner, «energy.gov,» 26 Octobre 2009. [En ligne]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf. [Accès le 11 Août 2020].
- [18] K. J.W.Sheffield, «Electricity and hydrogen as energy vectors for transportation vehicles,» *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance*, pp. 117-137, March 2014.
- [19] «Gaspillage alimentaire dans le commerce de détail et la restauration en Suisse,» septembre 2012. [En ligne]. Available: <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/37372.pdf>. [Accès le Juin 2020].
- [20] «ETUDE ESTIMATIVE DE LA PRODUCTION DE BIO-DECHETS AU SEIN DES ETABLISSEMENTS DE RESTAURATION,» novembre 2011. [En ligne]. Available: https://www.optigede.ademe.fr/sites/default/files/fichiers/2011-11-10_-_Rapport_biodechets_GNR_avec_Annexes.pdf. [Accès le Juin 2020].
- [21] «Pouvoir méthanogène,» [En ligne]. Available: fr.wikipedia.org/wiki/. [Accès le 23 Juin 2020].
- [22] J. A. H. Muñoz, «Développement et installation d'une petite centrale de biogaz au Rwanda,» HES-SO Valais/Wallis, 2016.
- [23] «Dioxyde de carbone,» [En ligne]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Dioxyde_de_carbone. [Accès le 11 Août 2020].
- [24] «Fioul,» [En ligne]. Available: <https://fr.wikipedia.org/wiki/Fioul>. [Accès le 11 Août 2020].
- [25] «Swissolar,» [En ligne]. Available: https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Shop/805.091_EnergieSchweiz_Brosch_Stationaere_Batterien_F.pdf. [Accès le 11 Août 2020].
- [26] F. J. Laure Deschaintre, «SuisseEnergie,» 2019. [En ligne]. Available: <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/9716>. [Accès le 11 Août 2020].
- [27] W. Ruppen, «Methanation de H2 renouvelable avec CO2,» HES-SO Valais/Wallis, 2017.
- [28] A. Pedrazzoli, «Stabilisation de tension pour un micro réseau électrique,» HES-SO Valais/Wallis, 2014.
- [29] «Méthane,» [En ligne]. Available: <https://fr.wikipedia.org/wiki/M%C3%A9thane>. [Accès le 24 Juin 2020].

Annexes

1. Extrait datasheet brûleur Elios OEN 351 LZ
2. Datasheet centrale hydroélectrique Ecowatt
3. Extrait datasheet PAC Vitocal 300-A
4. Extrait datasheet pile à combustible DuraPEM-W240
5. Extrait datasheet électrolyseur EHP-PEMI-0050-01-5000-020

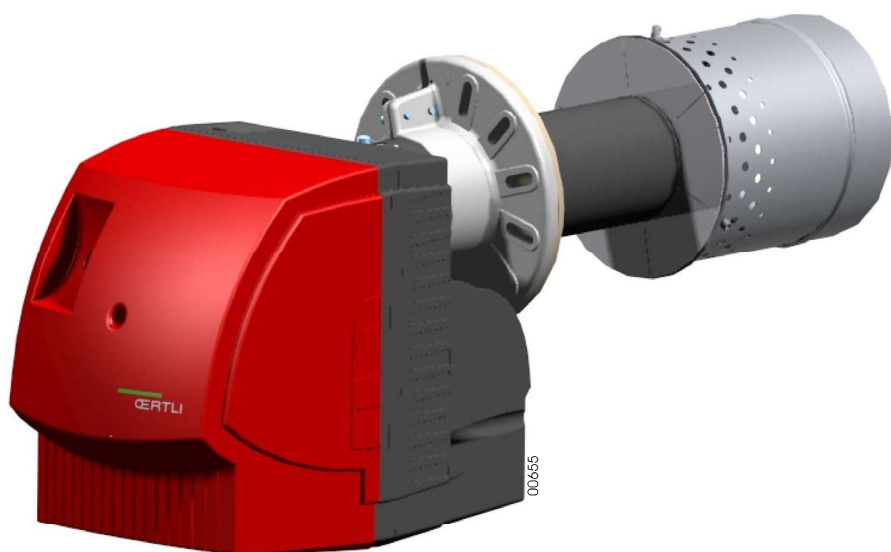
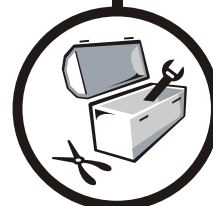
Annexe 1 : Extrait datasheet brûleur Elios OEN 351 LZ

Français
03/2007

Elios OEN 350 LZ

Brûleur fioul

Notice Installation



OERTLI
www.oertli.fr



LRV92

3 Données techniques

Brûleur	OEN 351 LZ	OEN 352 LZ	OEN 355 LZ	OEN 356 LZ
N° d'homologation EN 267	5G655/06	5G656/06	5G1015/05	5G1015/05
N° d'homologation VKF	16338	16338	16338	16338
Fonctionnement	2 Allures	2 Allures	2 Allures	2 Allures
Plages de puissance (EN 267) [kW] ^{(1)*}	52/76 - 119	70/111 - 190	120/183 - 329	138/214 - 373
Plages de puissance (LRV92) [kW] ^{(1)*}	52/76 - 113	70/111 - 180	120/183 - 314	138/214 - 354
Débit fioul [kg/h] ⁽²⁾	4,2/6,4 - 10	5,9/9,4 - 16	10,1/15,4 - 27,7	11,6/18 - 31,5
Puissance absorbée [W]	360	550	830	830
Puissance nominale du moteur [W]	260 W 2 850 tr/min	380 W 2 850 tr/min	650 W** 2 850 tr/min	650 W** 2 850 tr/min
Niveau sonore à 1 m [dBA]	68	69	72	72
Poids net [kg]	26	26	34	34
Poids brut [kg]	29	29	37	37
Marquage de l'injecteur (externe)	1	2	3	4
Marquage de l'injecteur (interne)	1	2	1	1

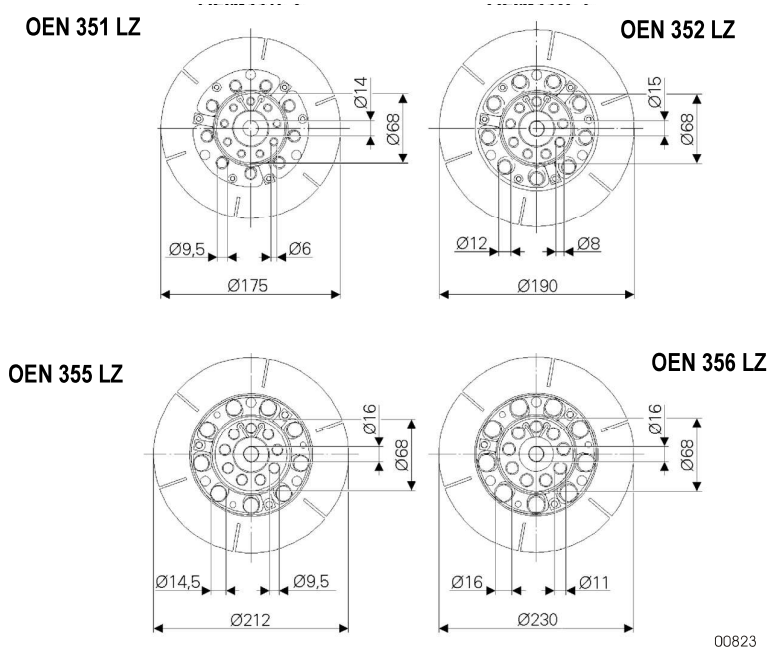
(1) Puissance à une altitude de 400 m et à une température de 20°C. Pouvoir calorifique du fioul domestique: PCI = 11.86 kWh/kg.

(2) Combustible: fioul domestique (viscosité max. 6 mm²/s à 20°C).

* min. Allure 1 / min. Allure 2 - maxi Allure 2.

** Alimentation électrique séparée (Voir Schéma électrique).

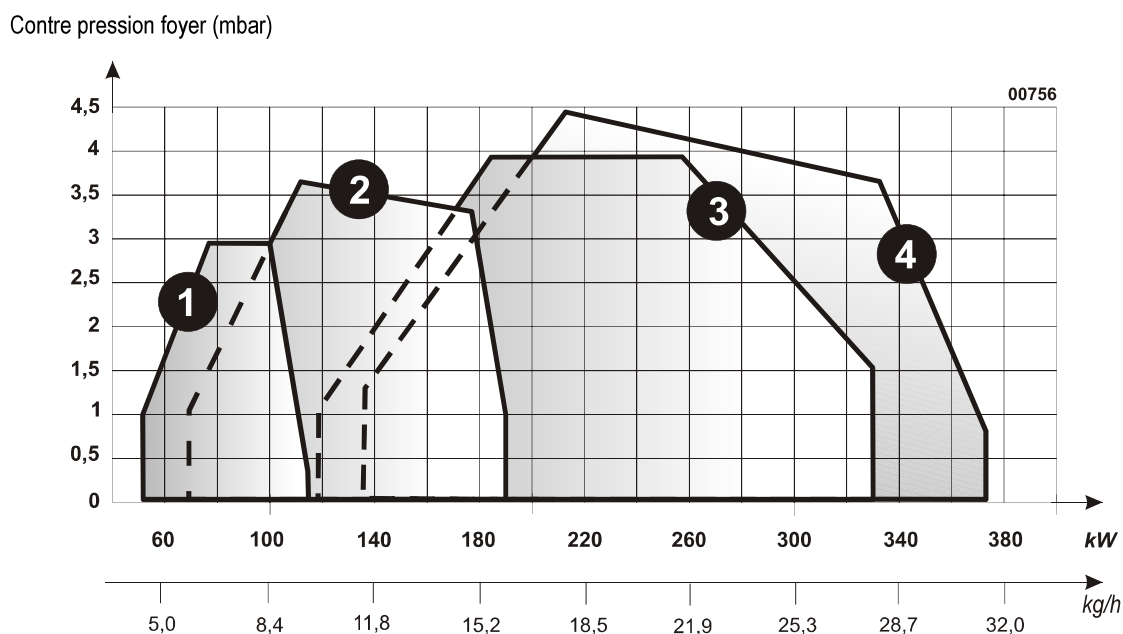
Tête de combustion



00823

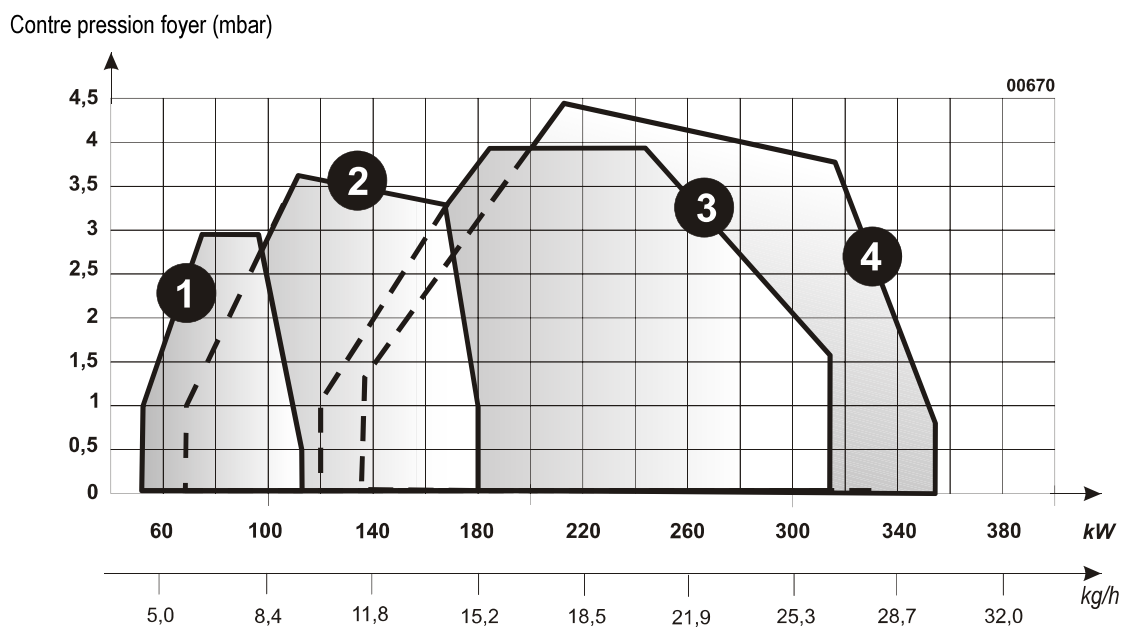
Courbes de puissance selon la norme EN 267

Puissance du brûleur à une altitude de **400 m** et à une température de 20°C. Pouvoir calorifique du fioul domestique: PCI = 11.86 kWh/kg.



Courbes de puissance selon la norme LRV92

Puissance du brûleur à une altitude de **400 m** et à une température de 20°C. Pouvoir calorifique du fioul domestique: PCI = 11.86 kWh/kg.




1
OEN 351 LZ

2
OEN 352 LZ

3
OEN 355 LZ

4
OEN 356 LZ

Pour diminuer les valeurs de CO₂, modifier la fente de recirculation à l'aide des cames du servomoteur de réglage de la fente de recirculation.

 **La proportion des gaz de recirculation est fonction de la fente de recirculation. Cette proportion de gaz exerce une influence directe sur le taux de NOx. Plus la fente de recirculation est grande, plus le taux de NOx est faible. Par contre, la stabilité de la flamme décroît. La fente de recirculation doit être réglée de façon à obtenir un taux de NOx le plus bas possible, avec une bonne stabilité de flamme.**

Si la fente de recirculation est trop petite :


- Augmenter la valeur de la came II.
- Contrôler la combustion.

Si la fente de recirculation est trop grande :

- Couper l'alimentation du brûleur.
- Diminuer la valeur de la came II.
- Démarrer le brûleur. Augmenter la valeur de la came II.
- Contrôler la combustion.


 **Régler la came III entre I et II.**

1 Réglages préconisés

Brûleur	Puissance brûleur [kW]	Gicleur Delavan [GPH]	Pression fioul [bar]	Servomoteur régulation d'air (ST1/ST2)*	Réglage du débit d'air (Indication de position graduation (A))	Servomoteur Fente de recirculation  ** (I/II)	Fente de recirculation Démarrage / Service [mm]	Pression d'air à la tête [mbar]	Valeur CO ₂ %
OEN 351 LZ	55 / 80	1.25/80° A	8.0 / 23.5	—	8.0 / 15.0	—	5 / 10	—	12/13
	80 / 105	1.75/80° A	10.0 / 17.0	—	14.5 / 53.0	—	5 / 10	—	
OEN 352 LZ	80 / 120	1.75/80° A	10.0 / 23.0	—	9.0 / 13.0	—	5 / 13	—	
	110 / 170	3.00/80° A	9.5 / 19.0	—	13.8 / 50.0	—	5 / 13	—	
OEN 355 LZ	120 / 190	3.00/80° A	9.0 / 22	31 / 37	—	0 / 80	5 / 13	4.0 / 6.8	
	180 / 250	4.00/80° A	11.0 / 21.5	40 / 48	—	0 / 80	5 / 13	6.2 / 11.6	
	220 / 325	5.00/80° A	12.0 / 24	49 / 110	—	0 / 80	5 / 13	9.6 / 19.7	
OEN 356 LZ	165 / 250	4.00/80° A	10.0 / 23	38 / 50	—	0 / 70	5 / 10	5.3 / 11.9	
	185 / 280	4.50/80° A	10.0 / 22.5	48 / 60	—	0 / 90	5 / 15	7.6 / 14.2	
	210 / 320	5.00/80° A	10.0 / 22.5	50 / 77	—	0 / 90	5 / 15	8.9 / 16.5	
	240 / 350	5.50/80° A	11.0 / 23	60 / 105	—	0 / 90	5 / 15	12 / 18.1	

Allure 1 / Allure 2

*Régler la came MV entre ST1 et ST2 (5° en-dessous de ST2).

 **** Régler la came III entre I et II (5° en-dessous de II).**

Annexe 2 : Datasheet centrale hydroélectrique Ecowatt

Microcentrales hydroélectriques *Ecowatt*

Caractéristiques Série AC Synchrones



GROUPES TURBINE PELTON-GENERATEUR A AXE VERTICAL

Roue Pelton

Les aubes de la roue sont en acier inoxydable à résistance mécanique élevée et obtenues par microfusion, ce qui permet une précision élevée et un bon degré de finition. Les aubes sont fixées au disque par soudure TIG sans addition de matériel. La dimension des aubes dépend de la dimension des gicleurs. Dans la plupart des cas, l'arbre de la turbine s'emboîte directement sur l'arbre du générateur: cela signifie que le disque de la roue est emboîté directement sur l'arbre du générateur par un moyeu à pince. Le disque et le moyeu sont en acier inoxydable. Parfois, l'emboîtement de l'arbre de la turbine avec l'arbre du générateur est fait au moyen d'un multiplicateur du numéro de tours, qui est composé d'une couple de poulies à courroie de transmission dentée. Toutes les pièces en rotation sont équilibrées dynamiquement.

Bloc turbine

Le bloc est normalement constitué d'un composé soudé en tôle d'acier. La partie supérieure du cylindre intérieur, les deux brides et le cylindre extérieur forment le distributeur, c'est-à-dire la chambre d'adduction de l'eau en pression aux gicleurs. Le cylindre intérieur a aussi la fonction de recevoir et canaliser l'eau dans le puits d'écoulement. En plus, au moyen de supports soudés sur la surface extérieure du cylindre même, il fixe et soutient le groupe turbine-générateur. Un anneau d'accouplement, à noyer dans le soubassement et fourni avec l'installation, est utilisé pour fixer le bloc-turbine. Les gicleurs sont moulés dans une matière plastique de longue durée et sont au nombre maxi de 6. Les distributeurs pour les séries AC4/38 et AC4/75 sont équipés respectivement de 3 ou 4 vannes piston pour la régulation manuelle du débit.

Groupe d'alimentation

Sa fonction est de connecter la conduite forcée au bloc-turbine. Il se compose du tuyau d'introduction, sur lequel est installée la vanne pour la commande de la microcentrale, la prise pour le manomètre, le manomètre et la prise latérale de l'eau en pression (by-pass).

Générateur

On emploie des générateurs synchrones triphasés, d'où l'on peut prélever de l'énergie monophasée. L'inducteur tournant est à 4 pôles saillants. Ces générateurs se caractérisent par l'absence de balais. Le courant d'excitation est fourni par un générateur auxiliaire dont le rotor (induit) est monté sur le même arbre que le générateur principal. La régulation de l'excitation est de type voltampèremétrique par système "Compound". Pour les microcentrales de la série AC2, on emploie un générateur synchrone monophasé avec inducteur tournant à 2 pôles saillants. Les roulements à billes de tous les générateurs, étant du type "étanche", ne demandent pas de lubrification. Le générateur est séparé de la turbine par un bouclier spécial qui le préserve de tout contact avec l'eau.

TABLEAU ELECTRONIQUE

Le tableau électrique se compose d'un petit coffre suspendu en tôle d'acier, qui contient les différentes composantes.

Les instruments du tableau monophasé consistent en un voltmètre, un fréquence-mètre digital, un ampèremètre indiquant le courant total distribué par le générateur, et un deuxième ampèremètre indiquant le courant absorbé par les usagers. Le tableau triphasé est pourvu de 6 ampèremètres: 3 indiquent le courant distribué sur chaque phase et 3 le courant absorbé par les usagers.

Les protections du tableau monophasé sont constituées d'un interrupteur magnéto-thermique tripolaire, qui protège le générateur contre les éventuels court-circuits sur la ligne des usagers, et un relais électronique de tension, qui active deux avertisseurs (sonore et visuel) dans le cas de variations de tension dépassant les limites préfixées. Dans le tableau triphasé, il y a un interrupteur magnéto-thermique triphasé et 3 relais électroniques de tension, chacun desquels est branché entre phase et neutre.

Les borniers sont nécessaires pour le branchement des conducteurs du générateur, de la ligne des usagers et du régulateur électronique. L'isolement et les dimensions des bornes sont adaptées aux tensions et aux sections des conducteurs employés d'habitude.

REGULATEUR ELECTRONIQUE

Le régulateur électronique se compose de l'unité de contrôle et des résistances ballast. Le régulateur veille à maintenir tension et fréquence constantes, étant donné que l'absorption de l'énergie produite par le groupe turbine-générateur est toujours constante. Ce groupe, en effet, travaille toujours à pleine charge et le régulateur veille à dissiper, au moyen de résistances ballast, l'énergie produite par la microcentrale et non utilisée par les usagers. La dissipation de l'énergie en surplus a lieu en air ou dans l'eau, au moyen d'éléments dispersifs largement dimensionnés, qui sont automatiquement branchés ou débranchés par l'unité électronique de contrôle du régulateur.

CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES DE LA MICROCENTRALE

La microcentrale fournit de l'énergie électrique aux tensions standard de 220V monophasé et 220/380V triphasé, et aux fréquences de 50Hz et 60Hz. Le rendement global de la microcentrale (rapport entre la puissance électrique produite et la puissance hydraulique utilisable) est variable en fonction de la puissance débitée et des conditions d'emploi. De toute façon, ce rendement est toujours très élevé par rapport aux puissances en jeu.

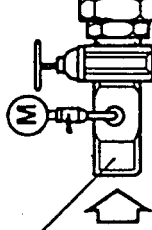
GENERATEUR SYNCHRONES C.A.

- six types à 4 pôles, 50 Hz - 1500 t/m 60 Hz - 1800 t/m
- un type à 2 pôles, 50 Hz - 3000 t/m 60 Hz - 3600 t/m

LIGNE ELECTRIQUE

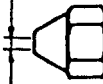
- monophasé (bifilaire)
- triphasé (trifilaire)
- triphasé + neutre (trifilaire + neutre)

1 GROUPE D'ALIMENTATION



DE 1 A 6 JETS

Diamètre gicleurs
min 2 mm
max 23 mm



BLOC TURBINE

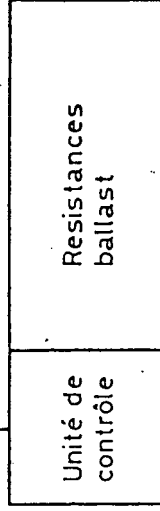
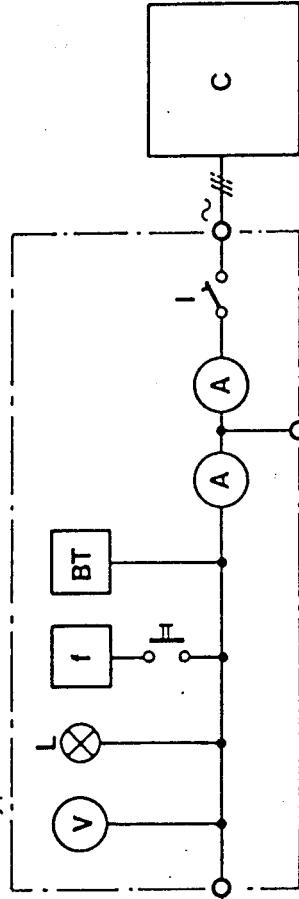
ROUE PELTON

Diamètre min 75 mm
max 280 mm

Largueur aube

24 mm
38 mm
75 mm

Huit types de TABLEAUX ELECTRIQUES



Deux types de REGULATEURS ELECTRONIQUES

- avec dissipation en air
- avec dissipation en eau

- M manomètre
- V voltmètre
- A ampèremètre
- f fréquence-mètre
- L lampe témoin
- BT balance de tension (alarme)
- I interrupteur magnétothermique
- C charge électrique

Annexe 3 : Extrait datasheet PAC Vitocal 300-A

Notice pour l'étude

**VITOCAL 300-A** type AWO 302.A

Pompe à chaleur air/eau deux allures pour une installation à l'extérieur à compression électrique jusqu'à une température de départ de 65 °C
Pour le chauffage des pièces et la production d'ECS dans les installations de chauffage
Avec régulation de pompe à chaleur Vitotronic 200 pour montage mural

1.2 Caractéristiques techniques

Données techniques

Type		AWO 302.A25	AWO 302.A40	AWO 302.A60
Performances du chauffage selon EN 14511 (A2/W35)				
Marche 1 allure				
– Puissance nominale	kW	11,30	16,80	26,40
– Puissance électrique absorbée	kW	2,97	4,31	7,14
– Coefficient de performance (COP)		3,80	3,90	3,70
Marche 2 allures				
– Puissance nominale	kW	19,60	29,30	50,00
– Puissance électrique absorbée	kW	5,30	7,71	13,89
– Coefficient de performance (COP)		3,7	3,8	3,6
Performances du chauffage selon EN 14511 (A7/W35)				
Marche 1 allure				
– Puissance nominale	kW	13,9	20	31,9
– Puissance électrique absorbée	kW	3,09	4,35	7,42
– Coefficient de performance (COP)		4,5	4,6	4,3
Marche 2 allures				
– Puissance nominale	kW	26,10	35,70	60,10
– Puissance électrique absorbée	kW	5,93	8,11	14,66
– Coefficient de performance (COP)		4,40	4,40	4,10
Performances du chauffage selon EN 14511 (A–7/W35)				
Marche 1 allure				
– Puissance nominale	kW	9,10	13,50	21,20
– Puissance électrique absorbée	kW	3,03	4,35	7,07
– Coefficient de performance (COP)		3,00	3,10	3,00
Marche 2 allures				
– Puissance nominale	kW	16,70	23,80	39,20
– Puissance électrique absorbée	kW	5,67	7,93	13,52
– Coefficient de performance (COP)		3,00	3,00	2,90
Récupération de chaleur (circuit primaire)				
Puissance maxi. du ventilateur	W	320	480	2 x 750
Débit volumique de l'air mini.	m³/h	7500	11000	14000
Température d'entrée d'air				
– Minimum	°C	–25	–25	–22
– Maximum	°C	35	35	35
Eau de chauffage (circuit secondaire)				
Capacité	l	6,5	8,9	17,3
Débit volumique minimal	l/h	2200	3000	5300
Débit volumique maxi.	l/h	4500	6200	10400
Pertes de charge				
– Au débit volumique minimal	Pa	2100	950	2100
– Au débit volumique maximal	Pa	8300	3900	8300
Température de départ maxi.	°C	58	58	65
– A une température d'entrée d'air de –20 °C	°C	58	58	55
– A une température d'entrée d'air de –5 °C	°C	58	58	62
Température de retour mini.	°C	18	18	18
Paramètres électriques de la pompe à chaleur				
Compresseur		3/N/PE 400 V/50 Hz		
– Tension nominale				
– Puissance électrique maxi. absorbée du compresseur (A7/W35)	kW	9,2	12,6	29,9
– Intensité de démarrage du compresseur (avec limiteur de courant de démarrage intégré)	A	22	30	78
– Protection par fusibles		3 x C25A	3 x C25A	3 x C50A
Indice de protection		IP 24	IP 24	IP 24
Puissance électrique maxi. absorbée du ventilateur	W	480	930	560
Contacteurs électromagnétiques et chauffage du carter à huile				
– Tension nominale		1/N/PE 230 V/50 Hz		
– Protection par fusibles		1 x C16A		
Paramètres électriques de la régulation de pompe à chaleur				
Tension nominale du circuit courant de commande		1/N/PE 230 V/50 Hz		
Protection par fusibles alimentation électrique		1 x C16A		
Protection par fusibles interne		T 6,3 A H/250 V		

Vitocal 300-A (suite)

Type		AWO 302.A25	AWO 302.A40	AWO 302.A60
Circuit frigorifique				
Fluide frigorigène		R404A	R404A	R417A
– Quantité de fluide	kg	10,2	11,8	20,9
– Potentiel de réchauffement planétaire (GWP)		3990	3990	2346
– Equivalent CO ₂	t	40,7	47,1	49,0
Compresseur	Type	Scroll	Scroll	Scroll
Dimensions				
– Longueur totale	mm	955	955	1000
– Largeur totale	mm	1600	1735	1900
– Hauteur totale	mm	1940	2100	2300
Poids total				
– Sans emballage	kg	485	555	885
– Avec emballage	kg	510	585	915
Pression de service admissible côté secondaire				
	bar	3	3	3
	MPa	0,3	0,3	0,3
Raccords				
Départ et retour eau de chauffage	R	1½	1½	2
Flexible d'évacuation des condensats Ø intérieur/extérieur	mm	25/33	25/33	25/33
Puissance acoustique				
Niveau total de puissance acoustique pondéré en A (50 Hz à 10 kHz) à A7±3 K/ dB(A) W55±1 K		67	70	74
Classe d'efficacité énergétique selon le décret européen n° 811/2013				
Chauffage, conditions climatiques moyennes				
– Application basse température (W35)		A++	A++	A++
– Application température moyenne (W55)		A++	A++	A++

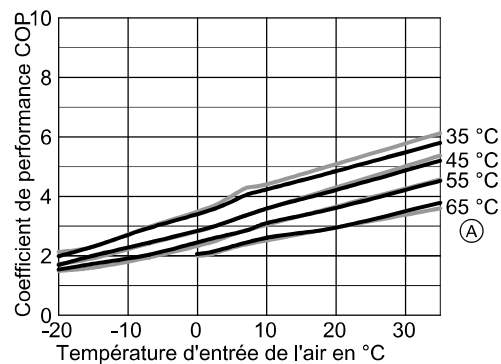
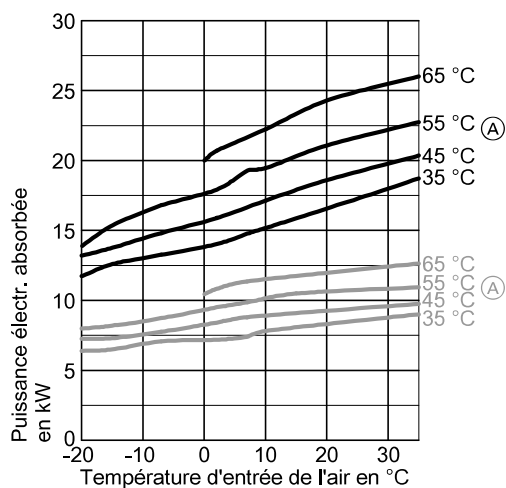
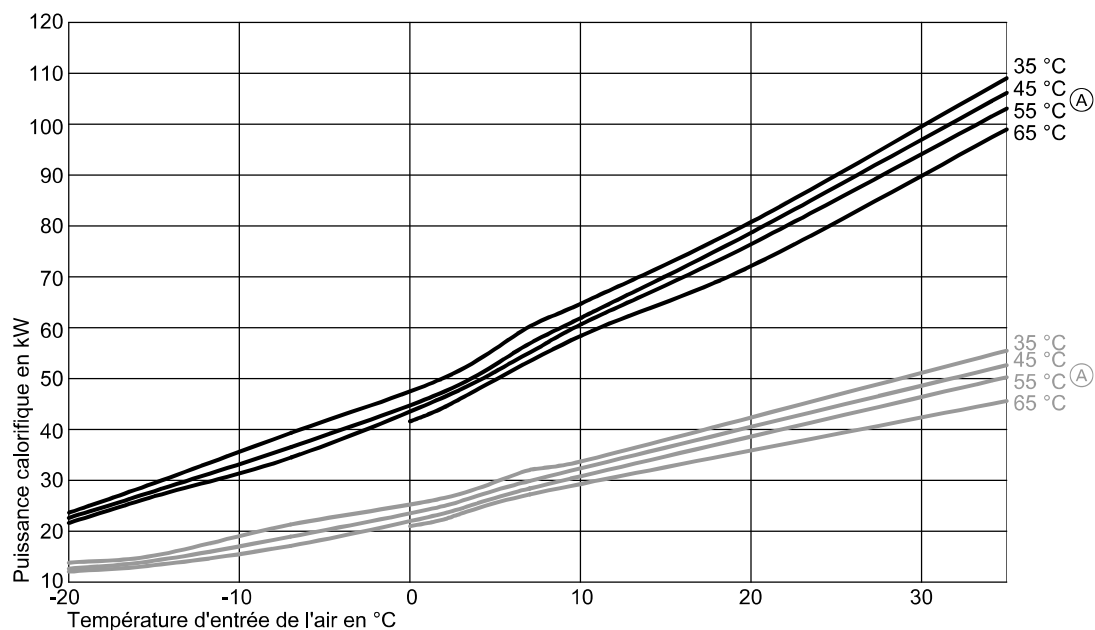
Remarque

Mesure du niveau total de puissance acoustique suivant la norme EN ISO 12102/EN ISO 9614-2, classe de précision 2 et selon les directives du label de qualité EHPA

Diagrammes de puissance type AWO 302.A60

Mode chauffage

1



— Marche 1 allure
— Marche 2 allures
(A) Température de départ du circuit secondaire

Remarque

- Les données pour le COP des tableaux et diagrammes ont été déterminées en se basant sur la norme EN 14511.
- Ces performances s'appliquent aux appareils neufs avec échangeurs de chaleur à plaques propres.

Vitocal 300-A (suite)

Performances du chauffage marche 1 allure

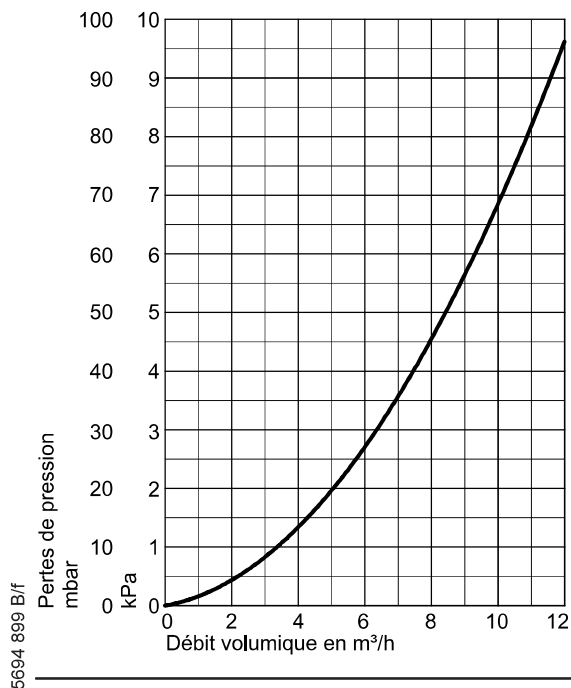
Température d'entrée de l'air	°C	-20	-15	-7	2	7	10	12	20
Température de départ du circuit secondaire	°C	35							
Puissance calorifique	kW			21,20	26,40	31,90	33,60	35,00	42,00
Puissance électr. absorbée	kW			7,07	7,14	7,42	7,64	7,99	8,24
Coefficient de performance ϵ (COP)				3,00	3,70	4,30	4,40	4,38	5,10
Température de départ du circuit secondaire	°C	45							
Puissance calorifique	kW	12,56	15,12	17,84	23,90	29,79	32,50	34,60	40,50
Puissance électr. absorbée	kW	7,30	7,60	7,82	8,51	8,92	8,90	9,01	9,42
Coefficient de performance ϵ (COP)		1,72	1,99	2,28	2,81	3,34	3,65	3,84	4,30
Température de départ du circuit secondaire	°C	55							
Puissance calorifique	kW	11,98	13,22	17,04	23,45	28,30	30,70	32,10	38,00
Puissance électr. absorbée	kW	8,23	8,42	8,88	9,61	9,76	10,10	10,19	10,56
Coefficient de performance ϵ (COP)		1,46	1,57	1,92	2,44	2,90	3,04	3,15	3,60

Performances du chauffage marche 2 allures

Température d'entrée de l'air	°C	-20	-15	-7	2	7	10	12	20
Température de départ du circuit secondaire	°C	35							
Puissance calorifique	kW	23,50	29,34	39,20	50,00	60,10	64,60	66,00	80,68
Puissance électr. absorbée	kW	11,81	12,70	13,52	13,89	14,66	15,38	15,98	16,64
Coefficient de performance ϵ (COP)		1,99	2,31	2,90	3,60	4,10	4,20	4,13	4,85
Température de départ du circuit secondaire	°C	45							
Puissance calorifique	kW	22,51	27,76	36,40	47,32	57,00	61,80	65,00	78,60
Puissance électr. absorbée	kW	13,32	13,81	14,92	15,93	16,91	17,21	18,01	18,67
Coefficient de performance ϵ (COP)		1,69	2,01	2,44	2,97	3,37	3,59	3,61	4,21
Température de départ du circuit secondaire	°C	55							
Puissance calorifique	kW	21,50	26,71	34,30	46,07	55,00	60,50	63,00	76,33
Puissance électr. absorbée	kW	13,96	15,44	15,45	18,00	19,64	19,64	20,00	21,14
Coefficient de performance ϵ (COP)		1,54	1,73	2,22	2,56	2,80	3,08	3,15	3,61

Courbes caractéristiques hydrauliques type AWO 302.A60

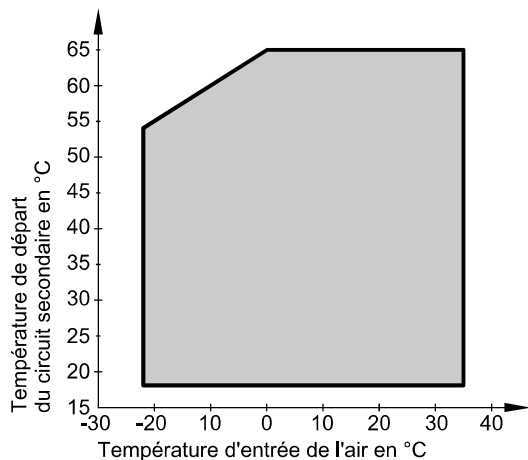
Diagramme des pertes de pression



Limites d'utilisation type AWO 302.A60 selon EN 14511

Ecart du circuit secondaire : 5 K

1



Remarque

- La température de départ maxi. pouvant être atteinte et les limites d'utilisation varient au maximum de ± 2 K. En cas de faibles températures de départ dans le circuit secondaire, le débit volumique minimal doit impérativement être respecté : voir les "Données techniques".
- Afin d'assurer le dégivrage de l'évaporateur, l'énergie calorifique requise doit être disponible à tout moment. Par conséquent, la température de retour mini. dans le circuit secondaire doit être supérieure à 18 °C en marche continue.

Annexe 4 : Extrait datasheet pile à combustible DuraPEM-W240



DuraPEM W240

Liquid-cooled PEM Fuel Cell Stack



Features

- Patented design in thermal and water management for stable operations under dynamic loadings
- Designed for automated production
- The best materials available from leading suppliers
- 3,500 hours of durability testing both on test stands and in light vehicle application under real-life environment
- Professional technology supports

PRODUCT SPECIFICATION

Type	PEM (Proton Exchange Membrane) fuel cell stack
Durability / Lifetime	Up to 3,500 hrs (dynamic load test) ^a
Rated Power (beginning of life)	2.4kW
Rated Current	100 Amps
Rated Voltage	24 volts DC
Cell Efficiency (LHV)	48%
L x W x H	239*152*192 mm
Weight (dry)	10.5 kg
Number of Cells	40
Fuel Composition	Hydrogen
Fuel Consumption (max continuous power)	45 slpm (Stoic 1.6)
Fuel Pressure	5 psi (0.35 bar)
Fuel Pressure Drop	0.3 psi (0.021 bar)
Fuel Humidity	≥RH 85%
Oxidant Composition	Air
Oxidant Pressure	0.3 psi (0.021 bar)
Oxidant Pressure Drop	0.3 psi (0.021 bar)
Oxidant Humidity	≥ RH90%
Coolant	De-ionized Water
Optimal operation Temperature	60°C
Maximum Coolant Pressure Drop	4 psi (0.276 bar) @ 10LPM
Ambient Temperature (operating)	-20°C ~ 60°C ^b
Internal Quality Tests	<ul style="list-style-type: none"> • High temperature and humidity accelerated stress test (dynamic tests) • Thermal shock test (static test) / thermal cycle test (dynamic tests) • Vibration test (with & without packaging) • Impact test (without packaging) / storage test (with packaging) • Drop test (with packaging) / overcurrent test • Leakage current test / long-term performance test

a. the dynamic load pattern follow APFCT's internal criteria.

b. if stack operates at rated condition.



Asia Pacific Fuel Cell Technologies, Ltd.

4F, No.22, Ke-Dung 3 Road, Chunan, Miaoli 35053, Taiwan /TEL: +886-37-584019 ext. 221

FAX: +886-37-584020 /E-mail: athenacjlin@apfct.com.tw

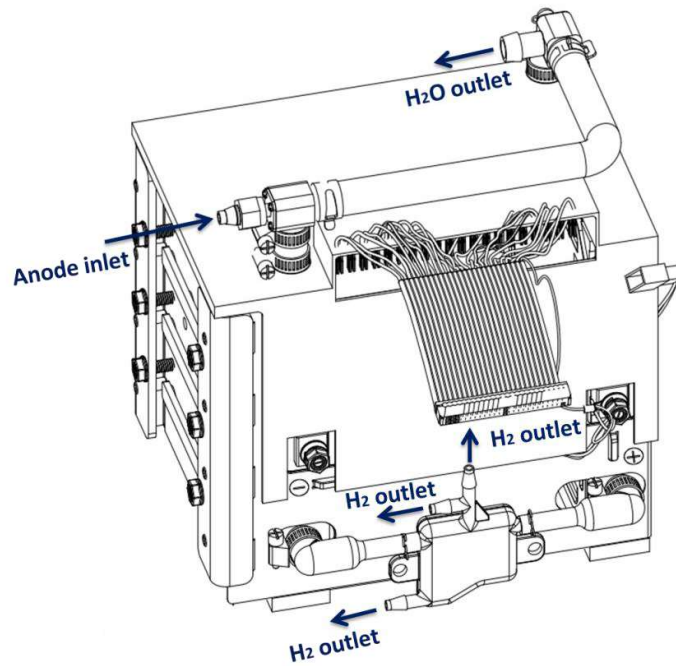


Figure 2.2 Isometric View from Anode End

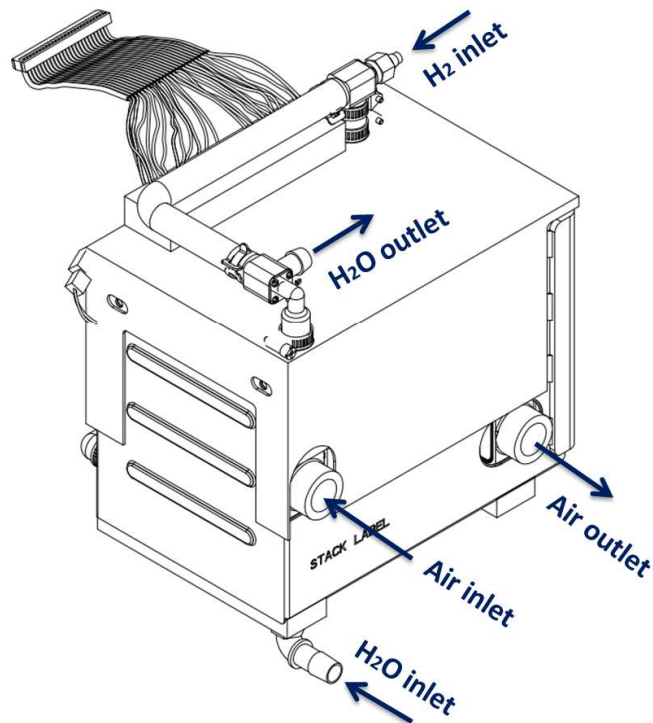


Figure 2.3 Isometric View from Cathode End

²hold time for 0A, which is OCV condition, is shortened in order to prevent possible damage of the stack.

4.2 Working Current Range

Suggested working current range is 37.5 A to 100A, maximum current should not exceed 120 A (<5 min). It is possible to operate stack over 120A for a short period of time, however, stack lifetime will be then reduced. Operating stack below 37.5 A for a long time may result in performance instability and possible reduced lifetime.

4.3 Stack temperature

A thermistor is pre-installed with the stack and temperature measured by it is defined as stack temperature. Optimal operating temperature for DuraPEM W240 is 60°C. It is suggested that temperature should be controlled to no more than 5°C above or below 60°C. Operating the stack above or below 60°C may cause stack dehydration and flooding. Respectively. Either conditions will result in lower stack performance and reduced lifetime.

4.4 Oxidant

The DuraPEM W240 stack provides maximum performance with an oxidant stoichiometry larger than 3.0. There is some performance loss for stoichiometry less than 2.5. Stoichiometry between 2.5 and 3 may result in instable performance. Water may be accumulated in channel if inadequate oxidant flow is applied to the stack.

The DuraPEM W240 stack provides the best performance and lifetime when the oxidant air inlet humidity is 90% RH or greater with respect to the stack temperature. Some performance loss is expected if RH is reduced to 80%, if RH is lower than 80%, a reduction in lifetime is expected.

4.5 Fuel

4.5.1 Startup purge

Startup purge is required for each startup of the stack, flow rate of 45 SLPM for each startup purge is suggested. Maximizing purge rate to remove all air inside fuel region (including tubing & components) of the stack is a key to reduce performance decay due to each startup.

4.5.2 Operation with re-circulation

One of the convention ways to improve fuel economy is designing a hydrogen recirculation loop connected with the stack. A local higher internal stoichiometry is reached with appropriated re-circulation design. However, periodic purge is required to exhaust possible existing water vapor and inert gas.

A pressure regulator is used to keep constant inlet pressure for anode. Anode purge is controlled by a purge valve. The valve is periodically open to exhaust water vapor and inerts.

Anode purge during operation can be characterized by 3 parameters:

- **Purge Volume:** total volume of gas removed from anode during each purge.
- **Purge Duration:** duration time for each purge
- **Purge Interval:** interval time between individual purge

A recommended purge volume for reference is 350 ml (excluding piping volume), which generally means more than 350ml of gas has to be exhaust after each purge. Purge duration is mostly determined by the valve you chose. If you want to exhaust certain amount of volume with a fixed period of time, then an appropriated valve has to carefully chosen. Purge interval defines how long do you need to perform a purge, a common way to set purge interval is based on the value of Amp.Sec (current multiply time). It is customer's responsibility to test their optimal value of Amp.Sec (3600-4500 may be a good start), since this value is highly depend on the fuel piping design. An obvious sign of inadequate anode purge is significant reduced performance over time.

4.5.3 Operation with open flow

Operating DuraPEM W240 with open fuel flow has fewer concerns than recirculated operation. Appropriated humidity and stoichiometry has to be confirmed based on the application and specification defined in this document.

4.6 Transients

4.6.1 Startup

The startup procedure for the DuraPEM W240 stack is as follows.

1. Start coolant flow
2. Perform startup fuel purge
3. Start recirculation (if available)
4. Start air blower

Annexe 5 : Extrait datasheet électrolyseur Giner ELX
EHP-PEMI-0050-01-5000-020



PEMI Electrolyzer

Electrochemically Driven

Giner ELX Electrolyzer Stack Operating Manual

PEMI Electrolyzer Stack
Part# EHP-0050-01-5001

Giner ELX, Inc.

89 Rumford Avenue
Newton, MA 02466-1311
Tel. 781-392-0300

*Hydrogen (cathode) pressure must be above oxygen (anode) pressure

Table 5. Performance

Current	75 amps nominal (18.75 amps per each of 4 tabs on current collector) 150 amps max. (37.5 amps per each of 4 tabs on current collector)
Oxygen Production	0.26 NLPM/cell (0 °C, 101.3 kPa) Nominal 0.52 NLPM/cell (0 °C, 101.3 kPa) Max
Hydrogen Production	0.52 NLPM/cell (0 °C, 101.3 kPa) Nominal 1.04 NLPM/cell (0 °C, 101.3 kPa) Max
Voltage	< 2.0 volts/cell at start of life > 2.4 volts at end of life

Table 6. Power Supply Requirements

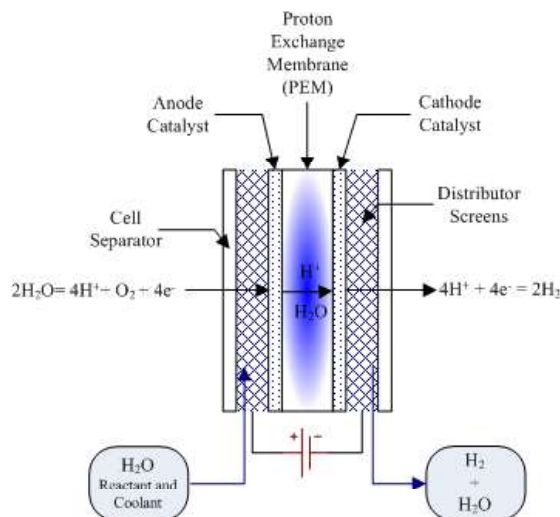
Power Supply Specification	Voltage ripple not to exceed 10% peak-peak Stack discharge time > 8 hours <i>Dry Stack capacitance is estimated to be:</i> 0.0112 Farads for 1 cell 0.0022 Farads for 5 cells 0.0011 Farads for 10 cells 0.0006 Farads for 20 cells
-----------------------------------	---

Table 7. Other Notes/Requirements

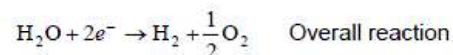
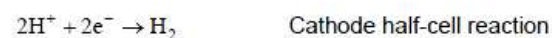
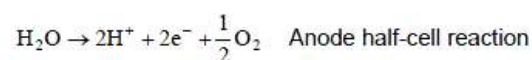
Other	Hydrogen pressure must be above oxygen pressure during operation Product gases must be evacuated from stack on shutdown Specifications may change at any time without notice
--------------	--

Appendix A – Theoretical Principles

Technical principle of the PEM-based water electrolysis



PEM Cell Reactions



Water permeation through PEM

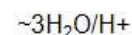


Figure 6. Technical principle of electrolyzer stack

Production rate

The theoretical rate of hydrogen production in an electrolyzer stack for a 1 Amp load in terms of moles of hydrogen per second;

$$dN/dt = i/nF = 1\text{A}/(2\text{e}^- * 96487\text{C}/\text{mole}) = 5.18 \times 10^{-6} \text{ mol H}_2/\text{sec}.$$

In terms of gas volume; from the ideal gas law at (273K, 1 atm) ;

$$V_{\text{H}_2} = nRT/P = (5.18 \times 10^{-6} \text{ mol H}_2/\text{sec}) \times (60\text{s}/\text{min}) \times (1000\text{cm}^3/\text{L}) \times (0.0821\text{L} \cdot \text{atm} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}) = 6.96 \text{ cm}^3/\text{min} (\text{H}_2 \text{ per Amp per cell}).$$

In a similar fashion, the volume of oxygen (V_{O_2}) produced is 3.48 cm³/min (O_2 per Amp per cell).

Power Efficiency

According to the following calculations, the theoretical 100% efficiency of electrolysis in terms of power consumption is 39.4 kWh_e/kg-H₂. From the HHV of H₂:

$$285,840 \frac{J}{mol} * \frac{1mol H_2}{2.0158 g} * \frac{1000g}{1kg} = 141,799,781 \frac{J}{kg} = 141.8 \frac{MJ}{kg}$$

$$141.8 \frac{MJ}{kg} * \frac{1watt-sec}{J} * \frac{1kW}{1000w} * \frac{1hr}{3600sec} = 39.4 \frac{kWh}{kg} \text{ (100\%, HHV)}$$

To obtain the efficiency of the stack use the following method:

Stack efficiency (%HHV) = 100 x [39.4 kWh_e/kg-H₂]/[Power consumption of stack (kW_e)/measured hydrogen output (kg-H₂/h)]