
Développement d'un framework de calcul de la flexibilité énergétique du réseau de distribution d'eau potable dans le smart grid pour l'ICEDD

Auteur : Brach, Germain

Promoteur(s) : Lebeau, Frédéric

Faculté : Gembloux Agro-Bio Tech (GxABT)

Diplôme : Master en bioingénieur : sciences et technologies de l'environnement, à finalité spécialisée

Année académique : 2020-2021

URI/URL : <http://hdl.handle.net/2268.2/13716>

Avertissement à l'attention des usagers :

Tous les documents placés en accès ouvert sur le site le site MatheO sont protégés par le droit d'auteur. Conformément aux principes énoncés par la "Budapest Open Access Initiative"(BOAI, 2002), l'utilisateur du site peut lire, télécharger, copier, transmettre, imprimer, chercher ou faire un lien vers le texte intégral de ces documents, les disséquer pour les indexer, s'en servir de données pour un logiciel, ou s'en servir à toute autre fin légale (ou prévue par la réglementation relative au droit d'auteur). Toute utilisation du document à des fins commerciales est strictement interdite.

Par ailleurs, l'utilisateur s'engage à respecter les droits moraux de l'auteur, principalement le droit à l'intégrité de l'oeuvre et le droit de paternité et ce dans toute utilisation que l'utilisateur entreprend. Ainsi, à titre d'exemple, lorsqu'il reproduira un document par extrait ou dans son intégralité, l'utilisateur citera de manière complète les sources telles que mentionnées ci-dessus. Toute utilisation non explicitement autorisée ci-avant (telle que par exemple, la modification du document ou son résumé) nécessite l'autorisation préalable et expresse des auteurs ou de leurs ayants droit.



DÉVELOPPEMENT D'UN FRAMEWORK DE CALCUL DE LA FLEXIBILITÉ ÉNERGÉTIQUE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'EAU POTABLE DANS LE SMART GRID POUR L'ICEDD

GERMAIN BRACH

Travail de fin d'études présenté en vue de l'obtention du diplôme de master
bioingénieur en sciences et technologies de l'environnement

Année académique 2020-2021

Promoteur: Pr. Frédéric Lebeau

© Toute reproduction du présent document, par quelque procédé que ce soit, ne peut être réalisée qu'avec l'autorisation de l'auteur et de l'autorité académique de Gembloux Agro-Bio Tech.

Le présent document n'engage que son auteur.



DÉVELOPPEMENT D'UN FRAMEWORK DE CALCUL DE LA FLEXIBILITÉ ÉNERGÉTIQUE DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'EAU POTABLE DANS LE SMART GRID POUR L'ICEDD

GERMAIN BRACH

Travail de fin d'études présenté en vue de l'obtention du diplôme de master
bioingénieur en sciences et technologies de l'environnement

Année académique 2020-2021

Promoteur: Pr. Frédéric Lebeau

Remerciements

J'aimerais tout d'abord remercier mon promoteur, Mr. Lebeau pour son suivi, sa patience, sa disponibilité et ses conseils avisés qui m'ont été d'une grande aide tout au long du travail.

Un immense merci également à Mr. Capart, mon encadrant à l'ICEDD, pour sa disponibilité, ses conseils, ses analyses et sa bienveillance.

Merci aussi à ma famille qui m'a soutenu dans les moments difficiles et a su me booster quand il le fallait. Tout ça n'aurait pas été possible sans vous. Mention spéciale à ma maman Anne Minguet et mon frère Mathias Brach pour leur travail précieux de relecture.

Merci enfin à tous mes amis gembloutois, particulièrement mes colocataires, avec qui j'ai vécu 4 années mémorables au sein de cette faculté.

Résumé

La gestion de l'équilibre du réseau électrique fait face à de nombreux challenges dus à l'intégration croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique [25]. Ces sources d'énergies engendrent un facteur d'imprévisibilité et d'inflexibilité dans la production d'énergie.

Le développement de programme de flexibilité énergétique est une des solutions étudiées. Les réseaux de distribution d'eau potable présentent un potentiel important pour la flexibilité énergétique grâce à la présence d'installations de stockage d'eau, à une consommation d'électricité élevée et au caractère facilement pilotable du processus de pompage.

Le problème peut être formulé sous la forme d'une optimisation de l'horaire de fonctionnement des pompes en fonction du prix de l'électricité. Des contraintes hydrauliques et opérationnelles sont appliquées.

Dans ce travail, un framework de modélisation et d'optimisation a été développé en python dans le cadre du projet flexWATTer. Ce framework permet la modélisation d'un réseau hydraulique comprenant un système de stockage amont aval et des pompes de relevage. L'optimisation de l'horaire de pompage est assurée via un algorithme d'optimisation génétique.

La modélisation et la méthodologie d'optimisation ont été appliquées au cas d'étude de l'installation de pompage de Tailfer du réseau Vivaqua. Les résultats ont montré le bon fonctionnement et la polyvalence du framework. Une optimisation sur base des prix d'électricité sur le marché day-ahead a permis d'obtenir un gain financier de 7%.

Mots clés : flexibilité énergétique, algorithme génétique, réseau de distribution d'eau, optimisation de l'horaire de pompage

Abstract

Balance management of the electricity network is facing many challenges due to the increasing integration of renewable energies in the energy mix. These energy sources create a factor of unpredictability and inflexibility in electricity production

The development of demand-response programmes is one of the solutions being studied. Water supply networks have a high potential for demand response program due to presence of water storage facilities, high electricity consumption and easily controllable nature of the pumping process.

The problem can be formulated as a pumping schedule optimisation according to the electricity price. Hydraulic and operational constraints are implemented.

In this work, a modelling and optimisation framework was developed in Python for the ICEDD. This framework allows the modelling of a hydraulic network including an upstream-downstream storage system and a pumping station. Pumping schedule optimisation is performed by a genetic optimization algorithm.

The modelling and optimisation methodology was applied to the case study of the Tailfer pumping installation from the Vivaqua network. Results showed the performance and versatility of the python framework. An optimisation based on day-ahead electricity prices resulted in a 7% financial gain .

Keywords : demand response, genetic algorithm, water distribution systems, pump schedule optimisation

Contents

1	Introduction	1
1.1	Projet flexWATTer	1
1.2	Le réseau Vivaqua	2
1.3	Marchés de l'électricité : le marché day-ahead	3
1.4	Optimisation de l'horaire de fonctionnement des pompes	4
1.5	Objectif du travail	5
2	Rappels théoriques	6
2.1	L'optimisation génétique	6
3	Matériel et méthode	9
3.1	Description mathématique du problème d'optimisation	9
3.1.1	Formulation du problème	9
3.1.2	Contraintes opérationnelles	9
3.1.3	Contraintes hydrauliques	11
3.1.4	Variables	12
3.1.5	Fonction objectif	13
3.1.6	Algorithme d'optimisation	13
3.2	Modèle hydraulique	16
3.2.1	Réalisation d'une simulation hydraulique	17
3.3	Description du module <i>hydraulic_model</i>	20
3.3.1	Modélisation d'une pompe	21
3.3.2	Modélisation d'un tuyau	22
3.3.3	Modélisation d'un réservoir	23
3.3.4	Modélisation d'un tank	23
3.3.5	Modélisation d'un noeud de jonction (junction)	24
3.3.6	Pattern	24
3.3.7	Curve	25
3.3.8	Options	26
3.3.9	Résultats disponibles	26
3.4	Description du module <i>optimisation_model</i>	28
3.4.1	Classe Options	28
3.4.2	Classe <i>genetic_algorithm_options</i>	29
3.4.3	Classe <i>optimisation_model</i>	30
3.5	Cas d'étude : l'installation de Tailfer	33
3.5.1	Modélisation du site de Tailfer	33
3.5.2	Optimisation des paramètres de l'expression des contraintes	35

3.5.3	Applications à quelques cas de scénarios de prix simple	36
3.5.4	Optimisation sur base des données de prix du marché day-ahead 2019 et comparaison avec l'outil OptiReservoir de l'ICEDD	36
3.5.5	Application à un réseau en configuration B	37
3.5.6	Effet du pas de temps	37
3.5.7	Effet du nombre de pompes	37
4	Résultats	39
4.1	Optimisation de la pénalité à appliquer aux contraintes	39
4.2	Scénarios de prix simples	40
4.3	Optimisation sur base des données de prix Belpex 2019 et comparaison avec l'outil Optireservoir de l'ICEDD	41
4.4	Application à une installation en configuration B	43
4.5	Changement du pas de temps	43
4.6	Effet de l'ajout d'une pompe supplémentaire	45
5	Conclusion et perspectives	46
A	Annexes	
A.1	Courbes de performances des pompes de Tailfer	
A.2	Fichier de modélisation de l'installation de Tailfer	
A.3	Fichier de modélisation de l'installation en configuration B	ii
A.4	Courbes de résultats pour une optimisation de Tailfer sur une période d'une semaine	iv

List of Figures

1	Réseau d'adduction d'eau Vivaqua [35]	2
2	Réseau d'adduction d'eau Vivaqua [35]	3
3	Structure du marché de l'électricité [22]	4
4	Etapes d'un algorithme génétique [3]	6
5	Crossover sur un point [12]	7
6	Crossover sur plusieurs points [12]	7
7	Crossover uniforme [12]	7
8	Schéma général d'une installation de configuration A	16
9	Schéma général d'une installation de configuration B	17
10	Courbe caractéristique de trois pompes montées en parallèle [33]	19
11	Détail des éléments constitutifs des installations à modéliser	21
12	Exemple d'une courbe caractéristique et d'une courbe d'efficacité pour une pompe centrifuge [30]	25
13	Diagramme du module <i>optimisation_model</i>	28
14	Sortie graphique d'une optimisation sur 2 jours	32
15	Schéma de l'installation de Tailfer	33
16	Schéma simplifié de l'installation de Tailfer	33
17	Scénario de prix A	36
18	Scénario de prix B	36
19	Cout de l'électricité et dépassement des niveaux des contraintes en fonction du paramètre A	39
20	Cout de l'électricité et dépassement des niveaux des contraintes en fonction du paramètre C	40
21	Résultats de l'optimisation de Tailfer pour le scénario A	40
22	Résultats de l'optimisation de Tailfer pour le scénario B	41
23	Optimisation de l'horaire de pompage de Tailfer pour les prix du 01/03/2019	42
24	Solution optimisée obtenue par l'outil OptiReservoir pour les prix du 01/03/2019	42
25	Résultat de l'optimisation d'une installation en configuration B pour le scénario de prix A	43
26	Résultat de l'optimisation de Tailfer pour le scénario A et avec un pas de temps d'1/4h	44
27	Courbe de convergence pour l'optimisation de Tailfer selon le scénario A et pour un pas de temps d'une heure	44
28	Courbe de convergence pour l'optimisation de Tailfer selon le scénario A et pour un pas de temps d'un quart d'heure	45
29	Courbe de performance des 2 premières pompes de Tailfer	
30	Courbe de performance et d'efficacité de la pompe n°3 de Tailfer	iv
31	Solution optimale obtenue sur la période 01/03/19-07/03/2019	iv
32	Solution de l'outil OptiReservoir sur la période 01/03/19-07/03/2019	v

List of Tables

1	Structure des variables	12
2	Paramètres de l’algorithme génétique utilisés	15
3	Détail des paramètres nécessaire à la modélisation d’une pompe	22
4	Détail des attributs d’un tuyau	22
5	Détail des attributs d’un réservoir	23
6	Détail des attributs d’un tank	24
7	Détail des attributs d’un noeud de jonction	24
8	Détails des attributs d’un pattern	25
9	Détail des attributs d’une courbe	25
10	Détails des options de simulation	26
11	Résultats disponibles pour un élément de type noeud	26
12	Résultats disponibles pour un élément de type lien	27
13	Détail des attributs de la classe Options	29
14	Attributs de la classe <i>genetic_algorithm</i>	30
15	Attributs de la classe <i>optimisation_model</i>	31
16	Données du tank de Tailfer	34
17	Données du tank de Bois-de-Villers	34
18	Données du tuyau d’approvisionnement	35
19	Résultats pour Tailfer sur base des prix Belpex day-ahead 2019 à partir du 01/03/2019	42
20	Résultats des optimisations pour l’installation de Tailfer avec 4 pompes en parallèle	45

1 Introduction

L'intégration croissante des énergies renouvelables engendre de nombreux challenges d'un point de vue de la gestion énergétique. En effet, ces nouvelles sources d'énergie sont le plus souvent intermittentes et dépendantes des conditions météorologiques. Cette caractéristique engendre de nouvelles contraintes pour les réseaux électriques. Tout d'abord, un facteur d'imprévisibilité : la production ne peut pas être prévue longtemps en avance. Et ensuite, un facteur d'inflexibilité : on ne peut pas piloter la quantité d'électricité produite. Une des conséquences de ces nouvelles contraintes est la difficulté d'assurer l'équilibre du réseau électrique.

Historiquement, la fluctuation temporelle de la demande était gérée par le recours à des moyens de productions flexibles et contrôlables. Pratiquement, très peu de flexibilité était demandée aux consommateurs pour assurer l'équilibre entre production et consommation d'électricité.

Néanmoins, la tendance actuelle est à l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, ce qui engendre la nécessité de nouvelles approches. En effet, les objectifs belges définis lors de la COP21 sont d'augmenter la part du renouvelable dans le mix énergétique belge jusqu'à 27% à l'horizon 2030 [4]. Devant ce constat, les programmes de développement de la flexibilité de la demande en électricité sont de plus en plus nécessaires pour assurer l'équilibre et la pérennité du système énergétique [2].

Le principe de fonctionnement de la flexibilité énergétique est l'adaptation de la consommation d'électricité à la production. En pratique, la consommation électrique (ou charge) des clients est déplacée depuis les périodes d'offre énergétique insuffisante vers celles d'offre énergétique abondante. Cette technique a comme avantage de palier l'intermittence des énergies renouvelables [14] et de diminuer le recours à des sources d'énergies carbonées pour rencontrer la demande du réseau en électricité [21].

En particulier, les réseaux de distribution d'eau potable présentent un excellent potentiel de flexibilité. Tout d'abord, cette activité est très énergivore, la distribution d'eau est d'ailleurs un des postes de consommation les plus importants pour les municipalités [1] [19]. En particulier, le pompage d'eau intervient pour 80% de la consommation des réseaux de distribution d'eau [9]. Cette tendance est également reflétée dans les frais de fonctionnement, puisque les 2/3 des coûts opérationnels des réseaux de distribution d'eau sont dus à la consommation électrique [5].

Ensuite, la plupart des réseaux de distribution d'eau présentent des capacités de stockage, via des réservoirs notamment. On peut alors utiliser ces capacités de stockage pour répartir le pompage dans le temps et trouver un horaire de fonctionnement des pompes optimal énergétiquement ou économiquement [28] [1].

Enfin, le pompage d'eau fonctionne indépendamment des autres processus ayant lieu dans un réseau de distribution d'eau comme le traitement de l'eau par exemple. Ainsi, une pompe peut être stoppée indépendamment et de manière instantanée. Cette caractéristique rend les réseaux de distribution d'eau particulièrement adaptés pour la mise en place de programmes de flexibilité énergétique nécessitant une réponse rapide, notamment dans le cadre de l'équilibrage du réseau énergétique [20].

1.1 Projet flexWATTer

Le projet flexWATTer s'inscrit directement dans ce contexte. Il s'agit d'un projet de recherche et développement du type recherche industrielle menée en collaboration par l'ICEDD (Institut de Conseil et d'Études en Développement Durable), l'ULIEGE, l'ULB, l'UGENT, Pépité et Vivaqua.

L'objectif du projet est d'intégrer les producteurs et distributeurs d'eau potable dans la gestion de l'équilibre du réseau électrique en agrégeant leurs charges flexibles. Cette gestion sera assurée par

un système de régulation intelligent qui pilotera les flux d'eau et d'électricité de façon optimale pour assurer le bon fonctionnement de la distribution d'eau tout en contribuant à l'équilibre du réseau électrique.

Ainsi, seront étudiés :

- le potentiel de flexibilité du réseau de distribution d'eau
- la possibilité d'ajouter des unités de stockage d'énergie supplémentaires aux installations existantes
- l'intégration d'unités de production d'énergie renouvelable sur les sites d'exploitation

Le projet est organisé en 12 tâches précises réparties entre les différents acteurs. Le présent travail correspond à la tâche 4, en charge de l'ICEDD.

Celle-ci consiste en la réalisation d'un outil informatique capable d'évaluer le potentiel de flexibilité d'un site opérationnel. Cet outil doit être basé sur un modèle de réservoir et doit résoudre un problème d'optimisation sous contraintes.

Le modèle de réservoir doit être capable de modéliser un processus industriel présentant un processus de stockage amont/aval (typiquement une station de pompage) et qui peut tirer avantage de cette surcapacité en faisant varier sa demande en énergie (flexibilité énergétique)

L'objectif sera de déterminer l'horaire de fonctionnement optimal de l'installation pour réaliser un gain financier tout en contribuant à l'équilibre du réseau électrique.

1.2 Le réseau Vivaqua

Vivaqua est une société collaborative responsable de la production et de la distribution d'eau potable, de la collecte des eaux usées et de la lutte contre les inondations pour la région bruxelloise. Elle est détenue par un ensemble constitué des 19 communes bruxelloises, de 4 communes wallones et de in-BW.

La production d'eau de Vivaqua a atteint 129,8 millions de m³ en 2020 et a permis de fournir 2,25 millions de personnes en eau potable aussi bien en Flandres et en Wallonie qu'à Bruxelles, soit un cinquième de la population belge [35].



Figure 1: Réseau d'adduction d'eau Vivaqua [35]

Le réseau d'adduction permet d'acheminer les eaux captées vers le réseau de distribution. Une carte du réseau d'adduction de Vivaqua d'eau est présentée à la figure 1.

L'eau est tout d'abord captée en profondeur par pompage dans la nappe phréatique ou en surface par pompage dans la Meuse. Elle est ensuite pompée vers des réservoirs de plus haute altitude d'où elle s'écoule de façon gravitaire vers les zones à desservir.

Ce réseau présente une quinzaine de réservoirs ayant pour fonction d'assurer la régulation entre les débits d'entrée et de sortie du réseau et de faire face aux variations de la demande en eau potable. Comme mentionné précédemment, cette capacité de stockage, conjuguée à une consommation électrique importante et modulable due au pompage, confère au réseau Vivaqua un important potentiel pour le développement de programme de flexibilité énergétique.

La figure 2 présente la consommation électrique de divers sites sur l'ensemble du réseau Vivaqua. On peut voir que les principaux points de consommation du réseau correspondent aux stations de pompage.

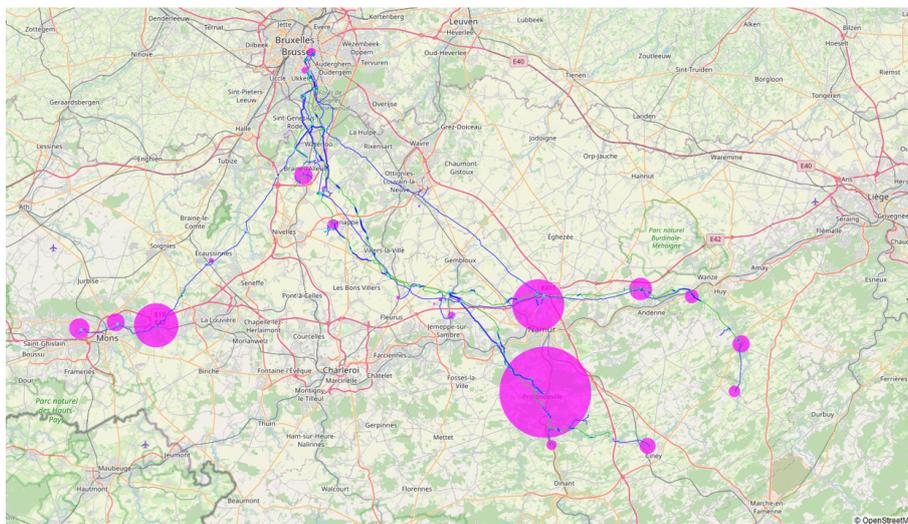


Figure 2: Réseau d'adduction d'eau Vivaqua [35]

E particulier, le plus gros site d'un point de vue consommation électrique est situé au niveau de l'usine de refoulement de Tailfer qui assure le pompage entre les réservoirs de Tailfer et celui de Bois-de-Villers. C'est cette installation qui servira de cas d'application dans le cadre de ce travail.

1.3 Marchés de l'électricité : le marché day-ahead

En Belgique, la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation de l'électricité est assurée par la société gestionnaire de réseau de transport, Elia. Pour ce faire, elle s'appuie sur des responsables d'équilibre (Balance Responsible Parties ou BRP) [10]. Les BRP sont des sociétés, généralement des fournisseurs ou des gros consommateurs, responsables d'assurer l'équilibre d'une partie du réseau électrique. En pratique, ils achètent de l'électricité aux producteurs sur différentes tranches horaires et doivent s'assurer que l'électricité sera bien consommée par leurs clients ou eux-mêmes durant ces mêmes tranches horaires.

Pour ce faire, les BRP peuvent acheter et vendre des blocs d'énergie à des fournisseurs ou des autres BRP sur des marchés dédiés, les marchés de gros. La structure du marché belge de l'électricité est donnée à la figure 3.

Il existe plusieurs types de marché de gros. Les marchés de gros à long terme, qui concernent les achats et ventes d'électricité sur de longues périodes de temps, soit des mois ou années à l'avance.

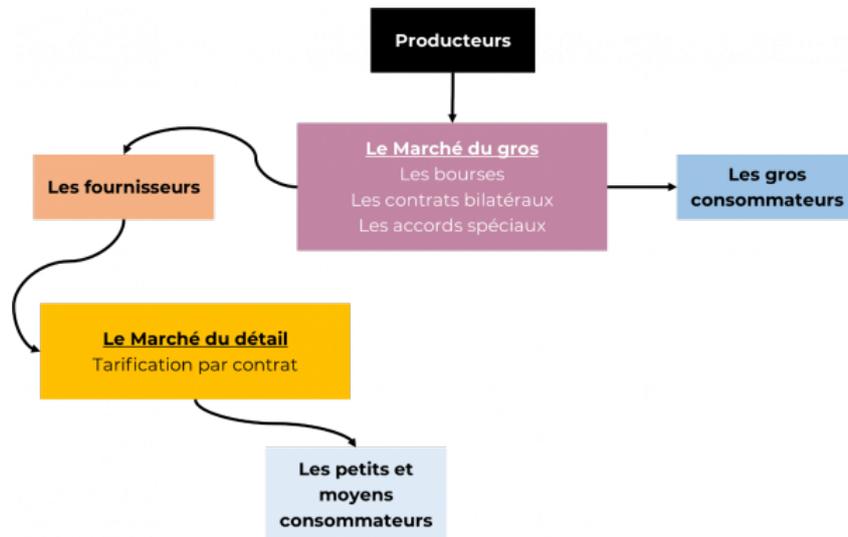


Figure 3: Structure du marché de l'électricité [22]

Ensuite, les marchés de gros à court terme concernent les transactions à plus court terme (un journée et 5 minutes à l'avance). Les transactions y sont réalisées sur EPEX SPOT, la bourse européenne des marchés de l'électricité [22].

Le marché de gros day-ahead est cloturé une journée avant la livraison physique de l'électricité. Les producteurs, fournisseurs et gros consommateurs peuvent vendre et acheter des blocs correspondant à une consommation d'électricité sur une heure et ce pour chacune des 24 tranches horaires de la journée suivante. Les prix de l'électricité sur la journée suivante sont déterminés à la clôture du marché à 14h30 par la rencontre de l'offre et la demande.

Lors de la clôture du marché, les prix sont donc connus sur les 24 prochaines heures. Il est dès lors possible d'optimiser l'horaire de fonctionnement d'une installation en fonction du prix de l'électricité pour minimiser le coût de fonctionnement tout en contribuant à l'équilibre du réseau.

Dans ce cadre de ce travail, Vivaqua n'est pas un BRP, mais pourrait, moyennant un contrat basé sur les prix day-ahead, tirer profit de son potentiel de flexibilité par l'optimisation quotidienne de son horaire de fonctionnement. Le framework informatique sera donc développé dans l'optique d'évaluer le potentiel d'une installation à valoriser sa flexibilité sur base des prix du marché day-ahead.

La conséquence pratique de cette hypothèse réside dans le fait que l'horaire de fonctionnement de l'installation ne pourra être optimisé que de 24h en 24h. Le calcul du gain réalisé par l'optimisation de l'horaire de fonctionnement de l'installation sur de plus longues périodes devra donc être réalisé en optimisant le système sur chaque journée indépendamment des autres.

1.4 Optimisation de l'horaire de fonctionnement des pompes

L'optimisation de l'horaire de fonctionnement des pompes est un problème qui a été largement et depuis longtemps étudié dans la littérature [37] [7] [31]. Ces dernières années, la recherche s'est intensifiée sur le potentiel de flexibilité des réseaux de distribution d'eau et leur potentiel de participation aux programmes d'équilibrage du réseau énergétique [26] [24] [25] [18] [28] [20].

Le problème peut être ramené à un problème d'optimisation des coûts dus à la consommation électrique sous un certain nombre de contraintes.

Les contraintes imposées peuvent être d'ordre physique, d'ordre opérationnel ou d'ordre hydraulique. Les plus couramment rencontrées sont :

- des bornes appliquées aux niveaux d'eau dans les réservoirs [8, 32].
- des bornes appliquées aux niveaux d'eau des réservoir en fin de simulation [24] [20] [7].
- la cohérence hydraulique de la solution par le respect des équations fondamentales de la mécanique des fluides [20] [7] [26].

Ces dernières étant non linéaires, plusieurs auteurs assurent la cohérence hydraulique de la solution en utilisant un simulateur hydraulique externe [23, 20, 18, 26, 6, 5]. La référence en la matière est le simulateur Epanet.

Enfin, certains auteurs considèrent des contraintes sur le nombre de switch on-off et sur les intervalles de temps entre l'activation et la désactivation des pompes pour limiter l'usure des pompes [8] [20] [32].

Beaucoup de travaux ont utilisé et démontré la pertinence d'algorithmes génétiques pour l'optimisation de l'horaire de pompage [37, 8, 5]. En effet, cette catégorie d'algorithmes présente des avantages dans la formulation du problème : ils ne demandent pas l'expression de la dérivée des équations, sont adaptés à résoudre des problèmes faisant intervenir des variables discrètes et ils permettent de plus l'utilisation d'un simulateur externe pour évaluer la faisabilité de la solution [29, 23].

1.5 Objectif du travail

L'objectif de ce travail est donc le développement en python d'un framework répondant au cahier des charges du projet flexWATTer, à savoir : modéliser un système de réservoirs amont-aval et optimiser l'horaire de pompage de l'eau de l'un à l'autre pour valoriser le potentiel de flexibilité de l'installation.

Cet outil a pour objectif d'être réutilisé dans des audits de flexibilité ou d'être utilisé pour la planification au jour le jour d'un horaire de fonctionnement optimal d'une installation sur base des prix de l'électricité.

Un module d'optimisation de cout de la consommation électrique sera développé et appliqué au cas de l'optimisation en fonction des prix du marché day-ahead. L'optimisation de l'horaire de pompage sera réalisée grâce à un algorithme d'optimisation génétique.

Un module de simulation hydraulique adapté à un système de deux réservoirs sera implémenté et utilisé dans le cadre de l'optimisation pour assurer la cohérence hydraulique de la solution obtenue.

Une application et des tests du framework de modélisation et d'optimisation seront réalisés sur base du cas d'étude de l'installation de pompage de Tailfer.

2 Rappels théoriques

2.1 L'optimisation génétique

Les algorithmes d'optimisation génétique sont des algorithmes évolutifs qui visent à déterminer l'optimum d'une fonction donnée en imitant le mécanisme biologique de l'évolution.

Un parallèle est effectué avec le domaine de la biologie au niveau des termes utilisés. Dans un problème de recherche de l'optimum d'une fonction $f(x)$ en fonction de n paramètres (ou variables) x_1, \dots, x_n , on a les quelques définitions suivantes [16]:

- fitness fonction: il s'agit de la fonction à optimiser $f(x)$. Elle permet d'attribuer un score à chacune des solutions possibles;
- fitness value: score d'une solution attribué par la fitness fonction. Cette grandeur caractérise la qualité de la solution comme solution du problème;
- chromosome : une solution possible du problème. Il s'agit donc d'une combinaison de valeurs des différentes variables;
- gène : variable x_i du problème;
- population : groupe de chromosome;
- génération : nouvelle population générée à partir d'une population parent.

Le principe de fonctionnement d'un algorithme génétique est illustré à la figure 4.

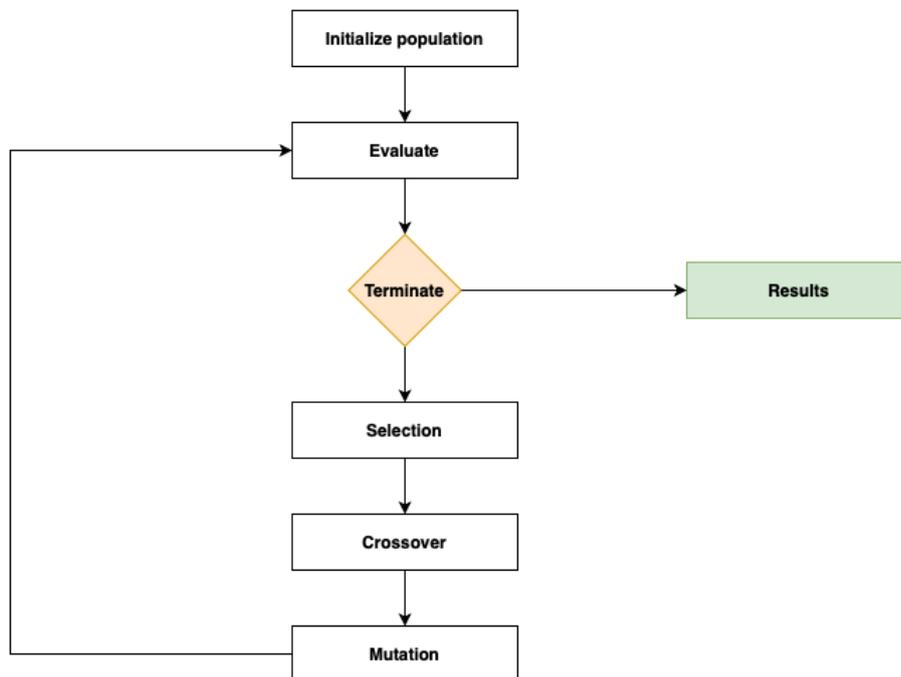


Figure 4: Etapes d'un algorithme génétique [3]

La première étape consiste à générer une population initiale. Cette opération peut être réalisée en générant aléatoirement des chromosomes de façon à couvrir équitablement le domaine des solutions possibles.

La deuxième est d'évaluer le fitness de chacune des solutions en leur attribuant un score calculé par la fitness fonction. Cette étape permet d'identifier les meilleurs chromosomes, notamment la meilleure solution de la population.

Une fois la meilleure solution déterminée, l'algorithme vérifie si la condition de sortie est remplie. La condition de sortie est la condition à remplir pour que la solution optimale soit considérée comme l'optimum de la fonction recherchée. Il peut s'agir d'un nombre d'itérations de l'algorithme à atteindre, d'un nombre d'itérations sans amélioration de la solution optimale ou encore d'une valeur seuil de fitness score à dépasser.

Si la condition de sortie n'est pas remplie, une nouvelle génération est générée à partir de la population précédente. La génération d'un chromosome de la nouvelle population passe par trois étapes.

Tout d'abord la sélection des parents. L'algorithme sélectionne dans la population les chromosomes qui serviront à générer la population suivante. Cette sélection est effectuée sur base de probabilités relatives à la fitness value. Plus un chromosome a une bonne fitness value, plus il a de chances d'être sélectionné.

L'opération de crossover va ensuite permettre de générer un chromosome enfant à partir de deux chromosomes parents en recombinant les gènes des parents. La probabilité que deux chromosomes parents sélectionnés engendrent un chromosome enfant est appelée *crossover probability*.

Une fois les nouveaux chromosomes générés, une opération de mutation est appliquée. Cette opération a pour objectif de faire varier aléatoirement un gène en changeant sa valeur pour une autre aléatoire. La probabilité de mutation d'un gène quelconque est notée *mutation probability*. Sa valeur est généralement choisie assez faible.

Différents modes de crossover sont disponibles pour générer un nouvel individu. On peut citer le crossover sur un point (figure 5), le crossover sur plusieurs points (figure 6) et le crossover uniforme (figure 7).

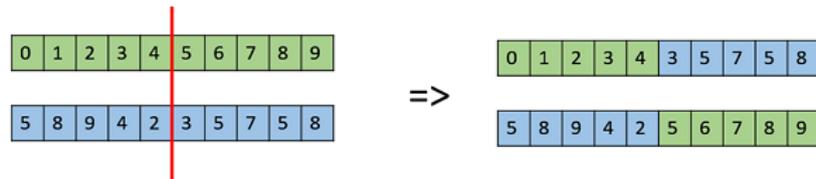


Figure 5: Crossover sur un point [12]

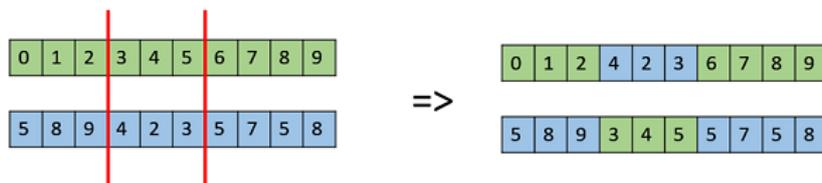


Figure 6: Crossover sur plusieurs points [12]

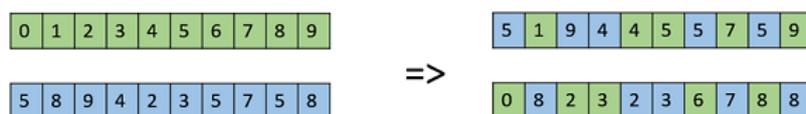


Figure 7: Crossover uniforme [12]

Enfin, il faut introduire le concept d'élitisme qui veut qu'une certaine proportion des chromosomes de la population parent soit conservée dans la nouvelle génération sur base de leur fitness value. De cette façon, on s'assure de conserver les meilleurs chromosomes de génération en génération pour une meilleure convergence de l'algorithme. Une pratique courante est de conserver l'individu ayant la meilleur fitness value dans la génération suivante.

Plusieurs paramètres influencent la convergence de l'algorithme génétique, le principal étant bien sur la formulation de la fitness fonction. C'est en effet le seul paramètre qui permet à l'utilisateur de signifier à l'algorithme la direction dans laquelle il doit converger.

D'autres paramètres importants sont la probabilité de mutation, la probabilité de crossover, la taille de la population (le nombre de chromosomes par génération) et le nombre d'itérations de l'algorithme. La valeur de ces paramètres doit être ajustée au problème à résoudre en réalisant quelques optimisations tests [13].

Les avantages d'un algorithme génétique sont sa robustesse, sa capacité à pouvoir déterminer une solution sans recourir à l'expression de la dérivée de la fonction objectif et la capacité de résoudre des problèmes faisant intervenir des variables aussi bien binaires ou discrètes que continues [16, 29, 23]. Ces caractéristiques les rendent particulièrement polyvalents.

Les désavantages sont que :

- l'algorithme est peu efficace pour résoudre des problèmes simples dont les dérivées de la fonction objectif sont connues ;
- l'algorithme calcule un grand nombre d'évaluations de la fonction objectif, ce qui peut engendrer un temps de calcul important ;
- la méthode de recherche aléatoire ne garantit pas que la solution obtenue soit l'optimum absolu.

3 Matériel et méthode

3.1 Description mathématique du problème d'optimisation

Cette section présente le modèle mathématique utilisé pour optimiser l'horaire de fonctionnement des pompes en fonction des prix de l'électricité.

La modélisation d'un réseau hydraulique a conduit à la définition de différentes catégories d'éléments constitutifs de ces installations. Cette classification étant inspirée du fonctionnement du simulateur hydraulique Epanet [11], des éléments distincts *Tank* et *Reservoir* ont été définis. Le premier désigne un réservoir au sens classique du terme, à savoir une cuve finie servant au stockage de l'eau. Le second est utilisé pour modéliser un élément s'apparentant à un réservoir d'une capacité infinie dans lequel l'eau est captée ou déversée, par exemple une rivière, un lac ou une nappe phréatique. Pour éviter toute confusion entre les deux, cette nomenclature sera conservée dans toute la suite de ce travail. Ainsi le terme *Tank* sera utilisé pour désigner une cuve de stockage d'eau.

3.1.1 Formulation du problème

La formulation du problème d'optimisation prend la forme suivante :

Minimiser : le cout du pompage
 Sous réserve
- des contraintes opérationnelles
- des contraintes hydrauliques

Les contraintes opérationnelles correspondent aux conditions à respecter pour le bon fonctionnement de l'installation. Elles comprennent les niveaux maximum et minimum de remplissage dans les tanks.

Les contraintes hydrauliques correspondent aux équations fondamentales de la mécanique des fluides appliquées à l'installation étudiée. Elles comprennent la conservation de la masse, la conservation de la charge hydraulique et les équations fondamentales de pertes de charge dans les tuyaux et dans les pompes. Ces conditions assurent la cohérence hydraulique de la solution d'optimisation.

Les équations hydrauliques présentant des non-linéarités, l'implémentation de ces contraintes dans le problème d'optimisation requiert la linéarisation des équations ou alors l'utilisation d'un simulateur hydraulique. Dans le cadre de ce travail, l'utilisation d'un simulateur hydraulique a été retenue et le package python *hydraulic_model* dédié à la modélisation hydraulique de l'installation de pompage a été développé.

3.1.2 Contraintes opérationnelles

Deux contraintes opérationnelles ont été identifiées. La première concerne le niveau absolu dans les tanks. Dans l'optique d'assurer le bon fonctionnement du réseau de distribution d'eau potable et de prendre une marge de sécurité par rapport à l'incertitude relative à la demande en eau en sortie du réseau, des niveaux d'eau maximum et minimum sont définis pour chaque tank de stockage.

La contrainte peut s'exprimer par l'inégalité suivante:

$$Lmin_j \leq L_{jt} \leq Lmax_j \quad \forall t, j \quad (1)$$

où :

- L_{jt} est le niveau du tank j au temps t [m]
- $Lmin_j$ et $Lmax_j$ sont les bornes inférieures et supérieures du niveau du tank j [m]

La deuxième contrainte concerne le niveau des tanks à la fin de la période d'optimisation. Des niveaux maximum et minimum en fin de période d'optimisation sont définis pour chaque tank afin d'assurer un retour à l'état initial et de maintenir un bon potentiel d'optimisation à la période suivante.

En effet, le présent travail a été réalisé pour optimiser les couts d'électricité dus au pompage sur base du tarif day-ahead. Cela signifie que les prix de l'électricité sont connus 24h à l'avance et que l'horaire de fonctionnement des pompes peut donc être optimisé sur une journée à l'avance. Néanmoins, la solution de l'optimisation dépend des conditions initiales dans lesquelles se trouve le système (ici les conditions initiales correspondent aux niveaux des tanks au début de la période d'optimisation). Or, comme ni les prix de l'électricité ni la demande en eau potable du réseau ne sont connus pour la journée suivante, on impose un retour aux conditions initiales pour s'assurer d'avoir des réserves d'eau suffisantes pour assurer la demande en eau du réseau et pour garder un potentiel d'optimisation important pour la période suivante.

En effet, vu la première contrainte opérationnelle, on peut imaginer que la solution d'optimisation corresponde à des niveaux extrêmes dans les tanks (par exemple un niveau d'eau haut dans le tank inférieur serait le signe d'une solution où on réduit le pompage pour diminuer le cout d'électricité). Or ces niveaux extrêmes en guise de conditions initiales réduisent les solutions possibles pour l'optimisation de l'horaire de pompage sur la période suivante et donc réduisent potentiellement le gain financier réalisé. En effet, un tank inférieur proche de son niveau maximal en fin de simulation rend presque obligatoire l'activation des pompes au début de la période suivante. Si par malchance les prix sont élevés à ce moment là, les conditions initiales auront engendré un surcout obligatoire. A contrario, si les prix sont faibles en début de journée (heures creuses ou tarif de nuit par exemple), le fait d'avoir un tank inférieur plein permettra de pomper un grand volume d'eau à moindre cout. Tout le problème vient de l'incertitude sur les prix de l'électricité sur la période suivante. La condition de retour aux niveaux initiaux imposée sur le niveau final des tanks revient donc à gérer l'incertitude sur le scénario de prix de la période suivante pour ne pas compromettre le potentiel de flexibilité de l'installation.

Cette contrainte peut s'exprimer par l'inégalité suivante :

$$LminF_j \leq L_{jt_f} \leq LmaxF_j \quad \forall j \quad (2)$$

où :

- L_{jt_f} est le niveau du tank j au temps t_f soit la fin de la période.
- $LminF_j$ et $LmaxF_j$ sont les bornes inférieures et supérieures du niveau du tank j en fin de simulation.

3.1.3 Contraintes hydrauliques

Les contraintes hydrauliques à respecter servent à assurer la cohérence hydraulique des solutions déterminées par l'optimisation. Elles reviennent donc à résoudre hydrauliquement l'installation en fonction de l'état des variables. Les équations fondamentales à appliquer sont les suivantes :

- la conservation de la masse
- la conservation de l'énergie

Dans le cadre d'un réseau hydraulique, la conservation de la masse se traduit par le fait qu'à chaque nœud du système, la quantité d'eau entrante est égale à la somme de la variation de la quantité d'eau stockée et de la quantité d'eau sortante. On fait ici l'hypothèse d'un fluide incompressible, la conservation de la masse revient donc à la conservation du volume. On fait également l'hypothèse de tanks de sections constantes. Pour le nœud k et sur un intervalle de temps dt , cela se traduit par l'équation suivante :

$$Q_{in_k} * dt = Q_{out_k} * dt + \Delta S_k \quad (3)$$

où :

- Q_{in_k} et Q_{out_k} sont les débits moyens entrants et sortants dans le tank sur l'intervalle de temps dt [m^3/s]
- dt est l'intervalle de temps [s]
- ΔS_k est la variation du volume d'eau stocké au nœud k [m^3]

Dans le cadre du présent travail, les nœuds sont matérialisés par des tanks. L'équation de conservation de la masse permet de déterminer le niveau d'eau dans les tanks par :

$$Level_{kt} = Level_{kt-1} + (\Delta S_k / A_k) \quad (4)$$

où :

- A_k est l'aire du tank [m^2]
- $Level_{kt}$ et $Level_{kt+1}$ sont les niveaux d'eau dans le tank k aux temps t et $t+1$ [m]
- ΔS_k est la variation de volume d'eau stockée dans le tank k sur l'intervalle de temps $[t, t+1]$ [m^3]

Dans un réseau hydraulique, la conservation de l'énergie se traduit par l'équation de la conservation de la charge de Bernoulli généralisée. On peut l'exprimer entre deux points A et B par l'équation suivante :

$$\frac{\rho}{2}(v_B^2 - v_A^2) + \rho \cdot g \cdot (z_B - z_A) + P_B - P_A = \Delta P_f + \frac{P}{Q_V} \quad (5)$$

où :

- ρ est la masse volumique de l'eau soit 1000 kg/m^3

- v_B et v_A sont les vitesses du fluide [m/s] aux points A et B
- g est l'accélération gravifique soit 9.81 m/s^2
- z_B et z_A sont les hauteurs géométriques des points B et A
- P_A et P_B sont les pressions du fluide au point A et au point B [kg/m.s^2]
- P est la puissance [W] apportée ($P>0$) ou soustraite ($P<0$) au fluide par les machines thermiques (pompes, turbines) placées entre le point A et le point B
- Q_v est le débit volumique circulant entre les points A et B
- ΔP_f représente les pertes de charges en pression (notamment dues à la friction) entre les points A et B [kg/m.s^2]

Dans le cadre de ce travail, seules les pertes de charges en long des tuyaux seront considérées. Les pertes de charges induites par le frottement dans un tuyau T sont données par l'équation empirique de Hazen-Williams :

$$\Delta H_T = 10.67 \cdot \frac{L_T \cdot Q^{1.852}}{C^{1.852} \cdot d^{4.8704}} \quad (6)$$

où :

- L_T est la longueur du tuyau [m]
- C est le coefficient de rugosité du tuyau
- 10.67 est une constante empirique

La puissance et le débit fournis par les pompes sont donnés par les courbes caractéristiques des pompes exprimant la relation entre débit fourni et charge hydraulique fournie (en mètre de colonne d'eau) et entre débit fourni et efficacité énergétique.

3.1.4 Variables

Les variables à optimiser correspondent à l'état de fonctionnement des pompes sur les intervalles de temps considérés. Il est défini par une variable binaire décrivant si la pompe est en marche ou non (0 pour à l'arrêt, 1 pour en marche). Dans le cas d'un système de P pompes et de N intervalles de temps, on a donc $N \times P$ variables binaires.

Temps	Pompes		
	1	...	P
0	0/1	...	0/1
1 dt	0/1	...	0/1
...			
N dt	0/1	...	0/1

Table 1: Structure des variables

3.1.5 Fonction objectif

La fonction objectif à minimiser correspond au cout de l'énergie consommée par le pompage d'une installation comprenant P pompes sur une période de temps T discrétisée en N intervalles de temps :

$$\min \sum_{t=0}^N \sum_{i=1}^P \times c_{ti} \times p_t \quad (7)$$

où :

- c_{ti} est la consommation de la pompe i sur l'intervalle de temps t [kWh]
- p_t est le prix de l'électricité au temps t [€]

La puissance consommée par les pompes est donnée par :

$$P = \frac{H \times Q \times \rho \times g}{\eta} \quad [\text{kW}] \quad (8)$$

On a donc :

$$c_{ti} = \frac{H_{ti} \times Q_{ti} \times \rho \times g \times timestep}{\eta_{ti}} \quad [\text{kWh}] \quad (9)$$

où :

- H_{ti} est la hauteur manométrique totale fournie par la pompe i sur l'intervalle de temps t (pertes de charges dans les tuyaux et hauteur géométrique) [m]
- Q_{ti} est le débit volumique de la pompe i sur l'intervalle de temps t [m^3/s]
- η_{ti} est l'efficacité énergétique de la pompe i sur l'intervalle de temps t

3.1.6 Algorithme d'optimisation

L'algorithme d'optimisation utilisé ici est un algorithme d'optimisation génétique. Son implémentation en python est réalisée en utilisant le package dédié *geneticalgorithm* [15, 13].

La fonction objectif à minimiser, appelée fitness fonction dans le cadre d'un algorithme génétique, correspond au cout de l'électricité du à la consommation des différentes pompes sur la période étudiée.

$$Cout = \sum_{t=0}^N \sum_{i=1}^P \times c_{ti} \times p_t \quad (10)$$

où :

- c_{ti} est la consommation de la pompe i sur l'intervalle de temps t [kWh]
- p_t est le prix de l'électricité sur l'intervalle de temps t [€/kWh]

La mise en place de contraintes à respecter lors de l'optimisation est réalisée par l'addition d'une pénalité à la fonction objectif lors du non respect d'une contrainte [13].

Dans le cadre de ce travail, les contraintes correspondent aux contraintes opérationnelles décrites aux équations 1 et 2. Le respect des contraintes hydrauliques est quant à lui imposé par le recours à un simulateur hydraulique.

La forme générale de la pénalité, attribuée lors du non-respect des contraintes opérationnelles imposées, prend donc la forme générale suivante :

$$Pénalité = (A \cdot (\Delta_{contrainte_{level}}) + C \cdot (\Delta_{contrainte_{level_{fin}}})) \cdot conso_{max} \cdot PrixElec_{max} \quad (11)$$

$$\Delta_{contrainte_{level}} = \sum_{k=1}^2 \sum_{t=0}^N \Delta L_{kt} \quad (12)$$

$$\Delta L_{kt} = \begin{cases} |level_{kt} - contrainte_{level_k}| & \text{si la contrainte est dépassée} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (13)$$

$$\Delta_{contrainte_{level_{fin}}} = \sum_{k=1}^2 \Delta L_{kt_{fin}} \quad (14)$$

$$\Delta L_{kt_{fin}} = \begin{cases} |level_{kt_{fin}} - contrainte_{level_{fin_k}}| & \text{si la contrainte est dépassée} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (15)$$

où :

- $conso_{max}$ est la consommation maximale du système, soit le cas de figure où l'ensemble des pompes fonctionnent de concert à un débit maximal [kWh]. Cette valeur est obtenue sur base des courbes caractéristiques des pompes et du système (voir réalisation d'une simulation hydraulique)
- $PrixElec_{max}$ est le prix maximal de l'électricité sur la période de temps considérée [€/kWh]
- $level_{kt}$ est le niveau du tank k au temps t [m]
- $contrainte_{level_k}$ est la valeur de la contrainte imposée au niveau du tank k [m]
- $level_{kt_{fin}}$ est le niveau du tank k en de période [m]
- $contrainte_{level_{fin_k}}$ est la contrainte imposée sur le niveau du tank k en fin de simulation [m]
- N est le nombre d'intervalles de temps sur la période de temps considérée
- k est l'indice du Tank
- A et C sont des paramètres à optimiser

Les paramètres A et C feront l'objet d'une optimisation pour en déterminer des valeurs adéquates, à même d'assurer la meilleure convergence possible de l'algorithme.

La fonction objectif (ou fonction fitness) devient donc :

$$Objectif = \sum_{t=0}^t \sum_{i=1}^P \times c_{ti} \times p_t + Pénalité \quad (16)$$

Divers paramètres de l'algorithme d'optimisation génétique sont modifiables par l'utilisateur. D'après [13] et [27], la valeur des paramètres d'optimisation est un des facteurs les plus importants pour garantir l'efficacité de l'algorithme. La détermination des valeurs des différents paramètres est propre à chaque problème et nécessite une phase de test.

Ainsi les différents paramètres proposés par le module *geneticalgorithm* [15, 13] ont fait l'objet d'une série de tests pour déterminer les valeurs permettant d'obtenir les meilleures performances de l'algorithme en termes de qualité de la solution obtenue et de temps de calcul. Les valeurs retenues pour l'optimisation de l'installation de Tailfer sont données au tableau 2.

Paramètre	Valeur
max_num_ieration	200
population_size	25
mutation_probability	0.1
parent_portion	0.05
elit_ratio	0.04
crossover_probability	0.5
crossover_type	'uniform'
max_iteration_without_improv	None

Table 2: Paramètres de l'algorithme génétique utilisés

3.2 Modèle hydraulique

Comme mentionné précédemment, la prise en compte des contraintes hydrauliques et opérationnelles dans l'optimisation implique une simulation hydraulique de l'installation considérée. Cela rejoint un des objectifs du projet flexWATTer, qui est la réalisation d'un modèle de tank capable de modéliser un processus industriel présentant un processus de stockage amont/aval.

Dans le cas d'un réseau d'adduction d'eau, la capacité de stockage amont/aval se traduit par la présence dans l'installation de deux tanks à des hauteurs différentes, un tank inférieur et un tank supérieur, reliés entre eux par des pompes de relevage. On peut ainsi exploiter le potentiel de flexibilité de l'installation en optimisant le pompage de l'eau du tank inférieur vers le tank supérieur en fonction du prix de l'électricité.

Dans le cadre de ce travail, un outil de modélisation a été réalisé pour ce genre d'installation ainsi qu'un simulateur hydraulique permettant de calculer l'état de l'installation considérée en fonction de l'état des variables (c'est à dire en fonction de l'état de fonctionnement des pompes au cours du temps).

En pratique, l'outil permet la modélisation d'un grand nombre d'installations que l'on peut répartir en deux configurations légèrement différentes (configuration A et B). L'architecture générale des installations prévues par le framework est donnée aux figures 8 et 9.

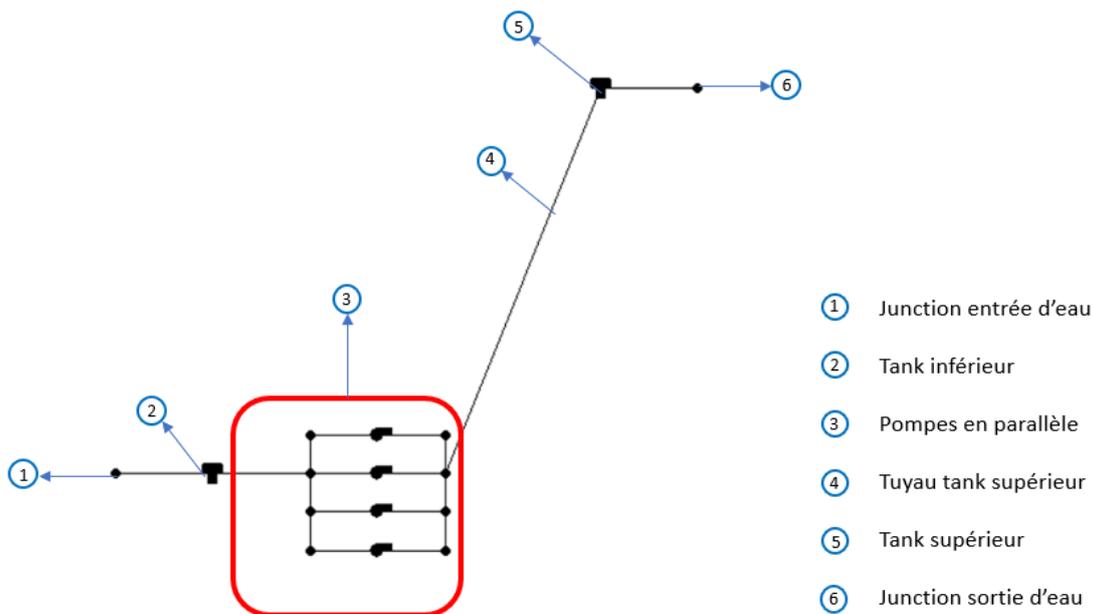


Figure 8: Schéma général d'une installation de configuration A

Les deux configurations ont été choisies pour correspondre au schéma général des installations rencontrées sur le réseau VIVAQUA.

La forme générale des installations prévues reprend un tank supérieur et un tank inférieur. Ces deux tanks sont reliés entre eux par un ensemble de pompes de relevage connectées par des tuyaux d'approvisionnement. Ces pompes sont disposées en parallèle de manière à pouvoir les faire fonctionner indépendamment les unes des autres. Dans chacune des configurations, la demande en eau du réseau (soit la quantité d'eau sortant du tank supérieur au cours du temps) est modélisée au niveau d'un élément *junction* matérialisant la sortie d'eau de l'installation.

Dans la configuration A, l'alimentation en eau du tank inférieur est modélisée de la même façon par un élément *junction* matérialisant l'entrée d'eau de l'installation.

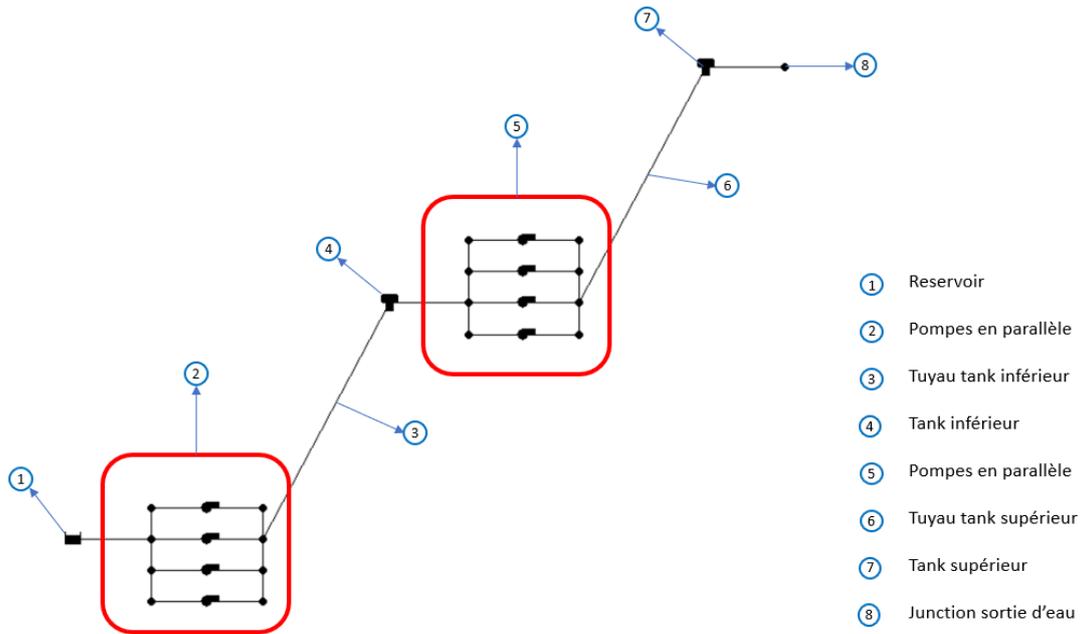


Figure 9: Schéma général d'une installation de configuration B

Dans la configuration B, la différence avec la configuration A est l'ajout d'une installation de captage servant à alimenter le tank inférieur. Ce captage est constitué d'un ensemble de pompes en parallèle, d'un tuyau d'approvisionnement et d'un gisement d'eau dans lequel l'eau est pompée (nappe phréatique, rivière,...). Cette configuration est rencontrée sur plusieurs sites du réseau VIVAQUA. Elle présente en outre un potentiel de flexibilité intéressant puisque l'on peut jouer non seulement sur l'horaire de pompage entre les tanks inférieur et supérieur mais également sur l'horaire de fonctionnement des pompes du captage pour trouver un coût optimal.

3.2.1 Réalisation d'une simulation hydraulique

La réalisation d'une simulation hydraulique revient à calculer l'état du système sur une période considérée en fonction de l'horaire de fonctionnement des pompes et des conditions initiales. La période de temps est discrétisée en N intervalles correspondant au pas de temps d'activation des pompes. L'état des variables hydrauliques du système est donc calculé sur chaque intervalle de temps en fonction de l'état des pompes sur l'intervalle de temps considéré et de l'état du système sur l'intervalle de temps précédent.

Les variables permettant de décrire l'état du système à un instant t sont les niveaux d'eau (ou les volumes d'eau stockés) dans les tanks et les débits fournis par les pompes. Par souci de simplification, ces variables sont supposées constantes sur un intervalle de temps $[t, t+1]$.

La résolution du système hydraulique à un instant t consiste donc en la détermination du point de fonctionnement du système sur l'intervalle de temps considéré. Ce résultat est obtenu en trouvant la valeur Q du débit tel que :

$$SRC(Q, t) = PC(Q, t) \quad (17)$$

où :

- $SRC(Q,t)$ est la courbe caractéristique du système hydraulique au temps t . Elle donne la valeur des pertes de charges engendrées dans le circuit hydraulique en fonction du débit Q qui y circule.
- $PC(Q,t)$ est la courbe caractéristique des pompes au temps t . Elle exprime la relation entre le débit et la charge hydraulique fournis par les pompes.
- Q est le débit volumique circulant dans le système [m^3/s]

La première étape est donc de déterminer la courbe caractéristique du système à l'instant t . Pour le cas du pompage entre un point haut et un point bas, la courbe caractéristique du système prend la forme :

$$SRC(Q) = \Delta H_{AB}(t) + \sum \Delta P_{AB}(Q) \quad (18)$$

où :

- ΔH_{AB} est la différence de hauteur manométrique entre le point A et le point B
- $\sum \Delta P_{AB}(Q)$ est la somme des pertes de charges dans les conduites entre le point A et le point B

Dans les cas couverts par la méthode de résolution proposée, seules les pertes de charge en long dans les tuyaux sont considérées. Le terme $\sum \Delta P_{AB}(Q)$ est donc égal à l'équation de Hazen-Williams appliquée au tuyau d'approvisionnement (voir équation 6).

Dans le cas du pompage entre le tank inférieur et le tank supérieur, on considère un pompage depuis le point le plus bas du tank inférieur jusqu'au point le plus haut du tank supérieur. On a donc :

$$\Delta H = H_{sup_h} - H_{inf_b} + L_{inf_t} \quad (19)$$

où :

- H_{sup_h} est l'altitude du point haut du tank supérieur [m]
- H_{inf_b} est l'altitude du point bas du tank inférieur [m]
- L_{inf_t} est le niveau d'eau dans le tank inférieur à l'instant t [m]

Dans le cas du pompage dans un réservoir vers le tank inférieur, on a :

$$\Delta H = H_{inf_h} - H_{capt} \quad (20)$$

où :

- H_{inf_h} est l'altitude du point haut du tank supérieur [m]
- H_{capt} est la hauteur manométrique de l'eau au niveau du réservoir [m]

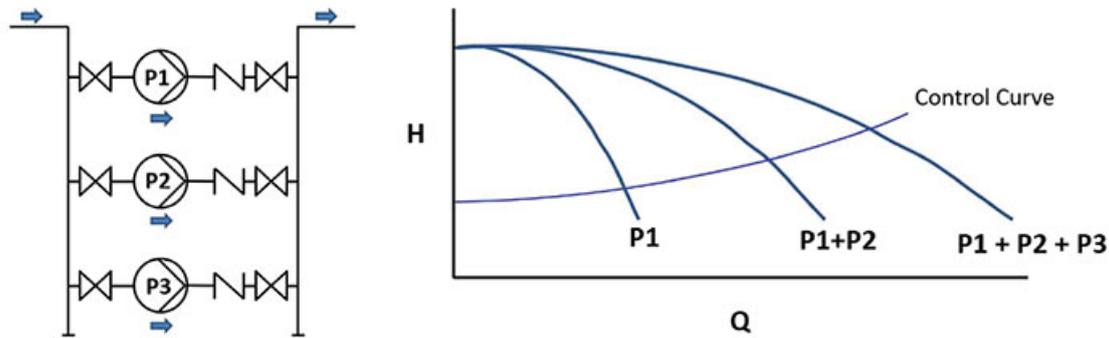


Figure 10: Courbe caractéristique de trois pompes montées en parallèle [33]

La seconde étape est la détermination de la courbe caractéristique des pompes. Les courbes caractéristiques des pompes individuelles sont des données brutes renseignées par le fabricant. Néanmoins, dans le cas de pompes connectées entre elles, une courbe de performance équivalente est construite en combinant les caractéristiques des pompes individuelles.

Dans le cas de pompes en parallèle, cette courbe équivalente est obtenue en additionnant les débits des différentes pompes pour une même charge hydraulique. Graphiquement, on additionne horizontalement les courbes des différentes pompes. Cette méthode est illustrée à la figure 10 pour un montage de 3 pompes.

Cette courbe équivalente aux différentes pompes fonctionnant en parallèle varie d'un intervalle de temps à l'autre. En effet, une pompe à l'arrêt sur un intervalle de temps ne délivre aucun débit dans le système. Seules les pompes en action sont utilisées pour construire la courbe de pompage du système sur un intervalle de temps.

Une fois ces deux courbes générées, le point de fonctionnement est déterminé en résolvant l'équation 17. L'expression analytique des courbes caractéristiques des pompes n'étant pas disponible, cette équation est résolue en utilisant un algorithme de bisection. Cette méthode permet de déterminer la racine d'une fonction dont on ne connaît pas l'expression analytique à partir d'un point d'ordonnée négative et d'un point d'ordonnée positive en procédant par dichotomies successives [34]. Pour résoudre 17, l'équation dont on doit trouver la racine est:

$$PC(Q, t) - SRC(Q) = 0 \quad (21)$$

Le point d'ordonnée positive correspond au débit minimal figurant sur la courbe des pompes. En ce point, la valeur de la charge hydraulique apportée par les pompes est maximale et le débit minimal. A contrario, la valeur de résistance du système est minimale (sur la gamme de débits possibles) puisque celle-ci est une fonction croissante du débit.

Le point d'ordonnée négative est le point de point de débit maximum de la courbe caractéristique des pompes, selon un raisonnement similaire.

Si les deux points mentionnés ci-dessus sont de même signes, cela signifie que la courbe caractéristique des pompes et celle du système ne possèdent pas d'intersection et que les pompes sont mal dimensionnées. Il est donc impossible de trouver le point de fonctionnement.

Une fois obtenu, le point de fonctionnement du réseau hydraulique indique le débit total fourni par l'ensemble des pompes fonctionnant en parallèle et la charge hydraulique fournie par ces mêmes pompes. Les débits fournis par chacune des pompes individuelles sont ensuite déduits sur base des courbes caractéristiques des pompes individuelles en prenant le point de la courbe correspondant à la charge hydraulique calculée au point de fonctionnement du réseau hydraulique.

Dans une architecture de réseau hydraulique en configuration A, le débit d'entrée dans le tank supérieur (et donc de sortie du tank inférieur) est obtenu par le calcul du point de fonctionnement. Les niveaux des tanks sont ensuite mis à jour via les formules 3 et 4.

Dans un réseau en configuration B, 2 points de fonctionnement correspondant aux 2 ensembles de pompes sont calculés et les niveaux des tanks remis à jour de la même façon.

Comme expliqué plus haut, la détermination d'un point de fonctionnement fait intervenir un algorithme de la bisection pour déterminer la solution de l'équation 17. Cette opération étant coûteuse en temps de calcul et devant être répétée lors de chaque intervalle de temps, une simplification du problème a été implémentée.

Le diamètre des tuyaux d'approvisionnement et la différence d'altitude entre les tanks étant constants au cours du temps, la courbe de résistance du système au temps t ne dépend que du niveau d'eau dans le tank inférieur au temps t (voir equationS 18 et 19).

De la même façon, la courbe caractéristique d'une pompe ne changeant pas au cours du temps (sauf usure de la pompe), la courbe caractéristique correspondant aux pompes en parallèle ne dépend que de l'état de fonctionnement des pompes au temps t .

Ainsi, le point de fonctionnement pour le pompage du tank inférieur vers le tank supérieur au temps t ne dépend que de l'état des pompes au temps t et du niveau d'eau dans le tank inférieur. Une fonction exprimant le débit fourni par l'ensemble des pompes en fonction du niveau d'eau dans le tank inférieur est donc créée par la fonction *create_pump_curves()* pour chaque combinaison d'état des différentes pompes.

On calcule ensuite les points de fonctionnement correspondant à des niveaux d'eau dans le réservoir inférieur allant de 0 au niveau maximal. Une dizaine de points débit-charge hydraulique sont ainsi générés pour chaque combinaison d'état des pompes. Ensuite, une courbe d'interpolation linéaire est créée entre ces différents points de fonctionnement. On obtient donc une courbe donnant le débit fourni par les pompes en fonction du niveau d'eau dans le tank inférieur pour la combinaison d'états des pompes considérées. De cette façon, la détermination du point de fonctionnement du réseau à un instant t se fait très rapidement en consultant la table relative à l'état des pompes cet instant.

3.3 Description du module *hydraulic_model*

Le framework développé dans le cadre de ce travail s'articule en deux fichiers aux fonctions distinctes :

- Le module *WaterNetworkModel* a pour objectif la modélisation d'un réseau hydraulique et la réalisation de simulations dynamiques de ce réseau.
- Le module *optimisation_model* a pour fonction : d'une part de créer un modèle d'optimisation basé sur un modèle de réseau hydraulique et un scénario de prix de l'électricité. Et d'autre part la réalisation de simulations d'optimisation permettant de déterminer l'horaire de fonctionnement optimal.

Un réseau de distribution d'eau potable est généralement constitué d'un ensemble des éléments suivants interconnectés [11]:

- des réservoirs désignés dans ce travail par le terme tank
- des pompes
- des tuyaux
- des valves (dans un souci de simplification et par manque de pertinence pour traiter le problème qui nous occupe, les valves ne seront pas abordées dans le cadre de ce travail).

Dans le cas d'un captage, le réseau comprend également la rivière ou nappe phréatique où est captée l'eau. Ces éléments seront désignés dans ce travail sous le terme réservoir.

L'élément jonction correspond à soit un point du réseau hydraulique où des tuyaux ou pompes se rejoignent, soit à un point d'entrée ou de sortie d'eau du réseau.

La modélisation d'un réseau nécessite donc de modéliser chacun des composants de celui-ci.

Dans le projet FlexWatter, le réseau à modéliser prend la forme d'une station de pompage à deux tanks. Le détail des éléments constitutifs du système est donné à la figure 11 pour les configuration A et B.

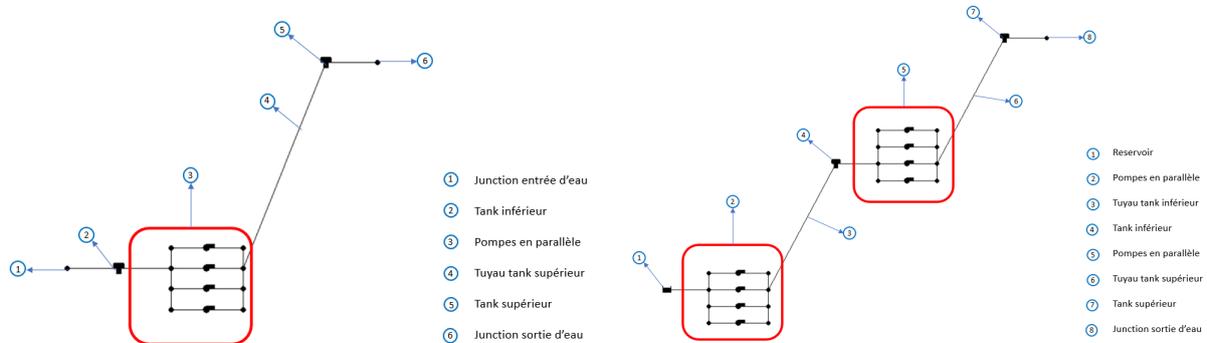


Figure 11: Détail des éléments constitutifs des installations à modéliser

La modélisation d'un réseau hydraulique est réalisée grâce à la fonction `create_model_from_csv` du fichier `WaterNetworkModel`. Celle-ci prend en argument un fichier csv répertoriant les différents éléments constitutifs du réseau à modéliser et leurs caractéristiques. La fonction retourne ensuite un objet `water_network_model`.

Le détail des informations nécessaires à la modélisation des différents éléments est donné dans les sections suivantes. La modélisation des différents éléments est inspirée du programme de simulation hydraulique EPANET [11].

3.3.1 Modélisation d'une pompe

La pompe est un élément du réseau hydraulique apportant de l'énergie au fluide et augmentant ainsi sa charge hydraulique [11].

Le fonctionnement de la pompe est déterminé par une courbe de performance fournie par le constructeur. Cette courbe donne la relation entre le débit et la charge hydraulique fournis par la pompe.

De la même façon, une courbe d'efficacité, exprimant la relation entre l'efficacité énergétique de la pompe et le débit fourni, est renseignée pour calculer la consommation énergétique de la pompe.

Dans le cadre de ce travail, nous n'avons considéré que des pompes à vitesse fixe. L'état de fonctionnement d'une pompe n'est donc déterminé que par le statut on-off de celle-ci. La variation de ce statut au cours de la simulation (que l'on peut assimiler au scénario de pompage pour la pompe considérée) est donnée par le "speed pattern" de la pompe. Ce vecteur renseigne donc le statut de la pompe pour chaque intervalle de temps de la simulation. Une valeur 0 correspondant à une pompe à l'arrêt tandis qu'une valeur 1 exprimant une pompe en fonctionnement.

Enfin, une variable de position nommée `location` permet de déterminer dans quel tank l'eau est pompée par la pompe. Cela permet d'attribuer la pompe à une des deux stations de pompage du réseau modélisé (voir figure 11, pour le cas d'une configuration B).

Les principaux inputs pour la modélisation d'une pompe et le type de données associé sont renseignés au tableau 3. Un symbole - dans les valeurs par défaut signifie que l'attribut doit être impérativement fourni lors de la création de l'objet pompe en python. Une valeur 'None' signifie que l'attribut reste vide s'il n'est pas défini par l'utilisateur.

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
nom	string	-	identifiant de la pompe
noeud de début	string	-	identifiant du noeud de début
noeud de fin	string	-	identifiant du noeud de fin
pump curve	string	None	identifiant de la courbe donnant la charge en fonction du débit
efficiency curve	string	None	identifiant de la courbe donnant l'efficacité en fonction du débit
speed pattern	string	None	identifiant du vecteur exprimant l'évolution de la vitesse relative de la pompe en fonction du temps
location	string	'tank_low'	variable désignant le tank/réservoir dans lequel est pompée l'eau par la pompe considérée

Table 3: Détail des paramètres nécessaire à la modélisation d'une pompe

La fonction *curve_param* permet de déterminer plusieurs paramètres relatifs au fonctionnement de la pompe sur base de sa courbe de performance :

- la shut-off head: charge hydraulique pour laquelle le débit fourni par la pompe vaut 0
- la charge minimale à laquelle peut fonctionner la pompe.
- le débit maximal que peut fournir la pompe (associé à la charge minimale)

Trois fonctions sont ensuite créées :

- *calc_eff* prend en argument le débit fourni par la pompe. Elle calcule l'efficacité énergétique de la pompe en interpolant linéairement les points de la courbe d'efficacité de la pompe.
- *calc_Q* prend en argument la charge hydraulique apportée par la pompe. Elle calcule le débit fourni par la pompe en interpolant linéairement les points de la courbe de performance de la pompe.
- *calc_H* prend en argument le débit fourni par la pompe. Elle calcule la charge hydraulique apportée par la pompe en interpolant linéairement les points de la courbe de performance de la pompe.

3.3.2 Modélisation d'un tuyau

Les tuyaux sont des éléments du réseau hydraulique qui transportent l'eau d'un noeud à un autre. L'eau circule du noeud ayant la plus haute charge hydraulique vers celui ayant la plus faible. Ils occasionnent des pertes de charge par friction au fluide qui y circule. On fait l'hypothèse que les tuyaux sont pleins à tout moment [11].

Les principaux inputs nécessaires à la modélisation d'un tuyau sont repris dans le tableau 4.

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
nom	string	-	identifiant du tuyau
noeud de début	string	-	identifiant du noeud de début
noeud de fin	string	-	identifiant du noeud de fin
longueur	float	50	longueur du tuyau [m]
diameter	float	0.180	diamètre du tuyau [m]
roughness	float	100	rugosité du tuyau

Table 4: Détail des attributs d'un tuyau

Sur base de ces paramètres, la fonction *headloss_H_W* calcule les pertes de charges dans le tuyau en prenant en argument le débit circulant dans le tuyau. La formule utilisée est celle de Hazen-Williams (voir formule 6).

3.3.3 Modélisation d'un réservoir

Les réservoirs sont des éléments du réseau hydraulique représentant une source ou un puits infini d'eau [11]. Ils peuvent représenter une rivière, un lac ou une nappe phréatique souterraine.

Le principal input nécessaire pour leur modélisation est la charge hydraulique de l'eau en ce point du réseau. Si le réservoir n'est pas sous pression, celle-ci correspond à la hauteur d'eau par rapport à la surface .

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
nom	string	-	identifiant du réservoir
base head	float	-	charge hydraulique au niveau de base du réservoir [m]

Table 5: Détail des attributs d'un réservoir

3.3.4 Modélisation d'un tank

Les tanks sont des éléments de stockage d'eau dans le réseau hydraulique. Par défaut, des cuves cylindriques ont été considérées sans possibilité de débordement.

Les principaux inputs à renseigner pour la modélisation d'un tank sont de nature géométrique (élévation, diamètre et hauteur du tank) et hydraulique (niveau initial). Une variable position décrivant la position du tank dans l'installation de base est utilisée pour déterminer si le tank considéré est le tank supérieur ou inférieur de l'installation.

Dans le cadre du projet flexWATTer, différentes contraintes sont appliquées sur les niveaux d'eau dans les tanks pour assurer un fonctionnement cohérent de l'installation (voir description mathématique du problème). Ces contraintes sont également requises lors de la modélisation du tank.

Le détail des inputs est donné au tableau 6.

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
nom	string	-	identifiant du tank
elevation	float	0	hauteur (altitude) du tank [m]
init level	float	-	niveau initial du tank [m]
min level	float	0	niveau minimal du tank [m]
max level	float	-	niveau maximal du tank [m]
diameter	float	-	diamètre du tank [m]
contrainte level max	float	-	niveau d'eau ne pouvant être surpassé dans le tank au cours de la simulation [m]
contrainte level min	float	-	niveau d'eau minimal à garder dans le tank au cours de la simulation [m]
contrainte level max fin	float	-	niveau d'eau ne pouvant être surpassé dans le tank en fin de simulation [m]
contrainte level min fin	float	-	niveau d'eau minimal à garder dans le tank en fin de simulation [m]
position	string	'low'	position inférieure ou supérieure dans l'installation

Table 6: Détail des attributs d'un tank

3.3.5 Modélisation d'un noeud de jonction (junction)

Les noeuds de jonction ou junctions correspondent à des points du réseau hydraulique où se rejoignent plusieurs tuyaux ou pompes ou à des points d'entrée ou de sortie d'eau.

Les principaux inputs à renseigner pour leur modélisation sont la demande en eau au niveau de la jonction et l'altitude de la jonction en question. La demande en eau est utilisée pour caractériser la sortie ou l'entrée d'eau au niveau de la jonction. Une valeur négative signifie une entrée d'eau au niveau de la jonction, tandis qu'une valeur positive représente une sortie d'eau du réseau au niveau de la jonction.

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
nom	string	-	identifiant du noeud de jonction
base demand	float	-	demande de base en eau du réseau à ce noeud [m^3/s]
elevation	float	0	hauteur (altitude) du noeud de jonction

Table 7: Détail des attributs d'un noeud de jonction

3.3.6 Pattern

Les patterns sont des vecteurs de multiplicateurs qui peuvent être appliqués à une quantité pour la faire varier en fonction du temps [11]. Dans le cadre de ce travail, ils sont utilisés pour représenter le statut de fonctionnement d'une pompe sur chaque intervalle de temps d'une simulation. Ils peuvent également être utilisés pour faire varier la demande en eau au niveau d'un noeud de jonction. Les patterns des pompes sont donc des vecteurs de variables binaires d'une longueur égale au nombre d'intervalles de temps de la simulation voulue.

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
nom	string	-	identifiant du pattern
pattern	list of float or pattern	None	liste ou vecteur de multiplicateurs

Table 8: Détails des attributs d'un pattern

3.3.7 Curve

Les courbes sont des éléments servant à décrire le fonctionnement des pompes dans le réseau hydraulique. Elles peuvent être de deux types : 'HEAD' correspond à la courbe caractéristique de performance de la pompe. Cette courbe établit la relation entre le débit fourni par la pompe et la charge hydraulique qu'elle est capable de fournir. 'EFFICIENCY' établit la relation entre le débit fourni par la pompe et la l'efficacité énergétique de celle-ci. Un exemple de courbe d'efficacité et de courbe caractéristique d'une pompe est donné à la figure 12.

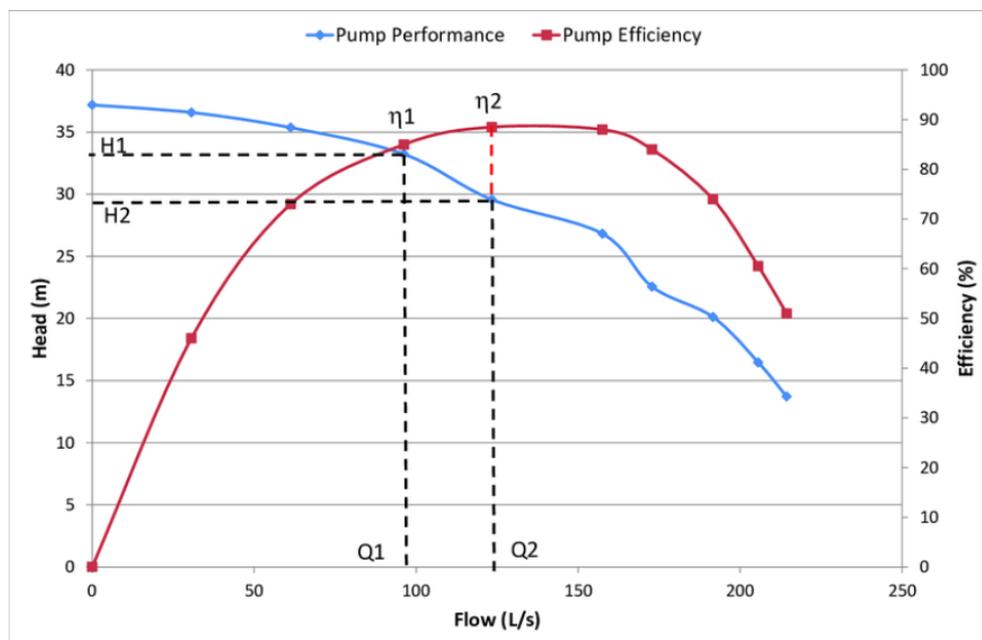


Figure 12: Exemple d'une courbe caractéristique et d'une courbe d'efficacité pour une pompe centrifuge [30]

Les informations nécessaires pour la création d'une courbe sont données dans le tableau 9.

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
nom	string	-	identifiant de la courbe
curve type	string	-	'HEAD' ou 'EFFICIENCY'
data	list of (x,y) tuples	-	Couples x,y correspondant à une discrétisation des points de la courbe. Pour une courbe 'HEAD', on a des couples (débit, charge hydraulique). Pour une courbe 'EFFICIENCY', on des couples (débit, efficacité). Les débits sont donnés en [m ³ /s], la charge hydraulique en [m] et l'efficacité est comprise entre 0 et 1.

Table 9: Détail des attributs d'une courbe

Chaque pompe est associée avec les courbes (caractéristique et d'efficacité) relatives à son fonctionnement. Une fonction d'interpolation est ensuite automatiquement générée pour chaque courbe fournie. La forme de cette fonction dépend du nombre de points de la courbe fournis par l'utilisateur.

Si un seul point de fonctionnement (débit, charge) est fourni (le point de fonctionnement nominal de la pompe), un polynôme du second degré est ajusté pour modéliser la courbe. Pour ce faire, deux autres points sont ajoutés à la courbe : la hauteur manométrique pour un débit nul (*shutoff point*) qui vaut 133% de la charge au point de fonctionnement nominal. Et le débit maximum pour une charge nulle, qui est pris deux fois supérieur au débit nominal. Le polynôme optimal est ensuite déterminé par la fonction `polyfit` du package `numpy`.

Si trois points de la courbe sont donnés (généralement le point de fonctionnement nominal, le *shutoff point* et le point de débit maximum), une courbe du second degré est ajustée de la même façon que dans le cas où on ne dispose que d'un point.

Enfin, si plus de trois points sont fournis, la courbe est approximée par une interpolation linéaire entre les points fournis.

Dans le cas d'une courbe d'efficacité, si plusieurs points sont renseignés, une fonction d'interpolation est implémentée de la même manière que pour la courbe caractéristique. Si un seul point est renseigné, la valeur du rendement sera considérée comme constante.

3.3.8 Options

Différentes options de simulation sont disponibles et sont présentées au tableau 10.

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
<code>duration</code>	<code>int</code>	86400	durée de la simulation [s]
<code>start_clock_time</code>	<code>int</code>	0	heure de début de simulation
<code>timestep</code>	<code>int</code>	3600	intervalle de temps utilisé pour le calcul des différentes grandeurs [s]

Table 10: Détails des options de simulation

3.3.9 Résultats disponibles

Les résultats disponibles à la suite d'une simulation sont les suivants :

Pour les noeuds (junction, tank, réservoirs) :

Résultat	Type	Description
<code>Demand</code>	<code>dataframe</code>	volume d'eau circulant à travers le noeud sur l'intervalle de temps
<code>Head</code>	<code>dataframe</code>	hauteur manométrique [m] au niveau du noeud. Pour un tank, cette grandeur correspond à la somme de son altitude et de son niveau d'eau (on fait l'hypothèse d'un tank avec une surface libre)
<code>Pressure</code>	<code>dataframe</code>	pression [m] de l'eau au niveau de ce noeud en fonction du temps. Pour un tank, cela correspond au niveau d'eau stocké (on fait l'hypothèse d'un tank avec une surface libre).

Table 11: Résultats disponibles pour un élément de type noeud

Pour les liens (tuyaux, pompes, valves) :

Résultat	Type	Description
Flowrate	dataframe	débit dans le lien sur l'intervalle de temps [m^3/s]
Frictionfact	dataframe	coefficient de frottement dans le lien
headloss	dataframe	pertes de charges en [m] dans le lien. Dans le cas d'une pompe, cette valeur est négative et correspond, en valeur absolue, à la charge hydraulique fournie par la pompe
setting	dataframe	pour une pompe, exprime la vitesse relative de fonctionnement
status	dataframe	variable binaire exprimant l'état ouvert ou fermé du lien sur l'intervalle de temps. Pour une pompe, une valeur 1 signifie qu'elle est en marche et 0 un arrêt.
velocity	dataframe	vitesse des particules d'eau dans le lien [m/s]

Table 12: Résultats disponibles pour un élément de type lien

3.4 Description du module *optimisation_model*

Le module *optimisation_model* est dédié à l'optimisation de l'horaire de fonctionnement des pompes. La démarche générale consiste à créer un modèle d'optimisation basé sur un modèle hydraulique et sur un scénario de prix de l'électricité. Des simulations peuvent ensuite être réalisées pour optimiser l'horaire de fonctionnement des pompes sur différentes périodes et comparer les solutions obtenues avec un scénario de référence. Le module *optimisation* s'organise selon le schéma à la figure 13.

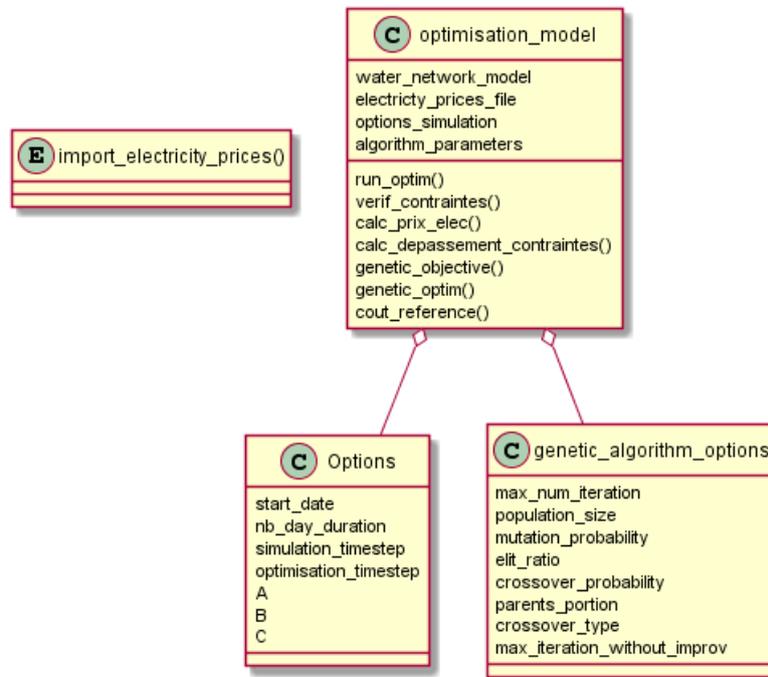


Figure 13: Diagramme du module *optimisation_model*

3.4.1 Classe Options

La classe Options sert à spécifier les options des simulations d'optimisation. Un récapitulatif et une description des différents attributs sont donnés dans le tableau 13.

Attribut	Type	Valeur par défaut	Description
start_day_date	str	'01-01-2018'	Date du jour de départ de la simulation dans le fichier de prix de l'électricité. Format MM-DD-YYYY
nb_day_duration	int	3	Nombre de jours (ou de périodes de temps) sur lesquels réaliser la simulation
simulation_timestep	int	3600	Pas de temps du simulateur hydraulique [s]. Cette valeur est mise à jour lors de la création d'un modèle d'optimisation pour la faire correspondre avec celle du simulateur hydraulique utilisé.
optimisation_timestep	int	86400	Pas de temps utilisé pour les opérations d'optimisation [s]. Il correspond à la période de temps pour laquelle un retour aux niveaux d'eau initiaux est imposé à la fin de l'optimisation par les contraintes opérationnelles. Par défaut, le pas de temps utilisé est d'une journée.
A	float	1	Coefficient A de l'expression de la contrainte décrite à l'équation 11.
C	float	1	Coefficient C de l'expression de la contrainte décrite à l'équation 11.

Table 13: Détail des attributs de la classe Options

3.4.2 Classe `genetic_algorithm_options`

La classe `genetic_algorithm` sert à spécifier les valeurs des paramètres utilisés par l'algorithme d'optimisation génétique. Ses attributs et leur signification sont présentés au tableau 13 [13] :

- `max_num_iteration` : le nombre d'itérations effectuées par l'algorithme avant de déterminer la solution optimale
- `population_size` : nombre d'individus dans la population générée lors d'une itération
- `mutation_probability` : probabilité de mutation d'un gène. Elle exprime la probabilité pour

qu'un gène quelconque d'une solution soit remplacé par une valeur aléatoire. Sa valeur est comprise entre 0 et 1.

- `elit_ratio` : proportion des individus qui figureront dans la génération suivante sans subir de mutation
- `crossover_probability` : probabilité de crossover entre deux individus parents pour former un individu de la nouvelle génération
- `parents_portion` : portion des parents qui figureront dans la nouvelle génération (incluant l'`elit_ratio`)
- `crossover_type` : type de crossover utilisé. Dans le cadre de ce travail, le type de crossover utilisé sera *uniform*.
- `max_iteration_without_improv` : nombre maximal d'itérations sans amélioration de la solution optimale. Cette valeur permet de définir un critère de convergence de l'algorithme. Un fois que le nombre d'itérations sans amélioration est dépassé, la solution est considérée comme optimale.

Le tableau 14 reprend les différents attributs, le type de données et les valeurs par défaut de ces paramètres.

Attribut	Type	Valeur par défaut
<code>max_num_iteration</code>	int	200
<code>population_size</code>	int	25
<code>mutation_probability</code>	float	0.1
<code>elit_ratio</code>	float	0.04
<code>crossover_probability</code>	float	0.5
<code>parents_portion</code>	float	0.05
<code>crossover_type</code>	str	'uniform'
<code>max_iteration_without_improv</code>	int	None

Table 14: Attributs de la classe *genetic_algorithm*

3.4.3 Classe *optimisation_model*

La classe *optimisation_model* est utilisée pour créer un modèle d'optimisation comprenant une installation hydraulique, un scénario de prix de l'électricité et des options d'optimisation.

L'importation d'un fichier prix est réalisée automatiquement lors de la création du modèle d'optimisation via la fonction *import_electricity_prices()*. Pour le bon fonctionnement de celle-ci, le fichier doit comprendre :

- une colonne *ElecPrice* reprenant les prix de l'électricité au cours du temps en [€/MWh]
- une colonne *Time* reprenant les dates et heures correspondant aux prix au format YYYY-DD-MMThh:mm:ss

Ce modèle est équipé de diverses fonctions permettant d'optimiser l'horaire de fonctionnement des pompes. Le détail des différents attributs est donné au tableau 15. Les différentes fonctions et leurs outputs sont détaillés plus loin.

La fonction *run_optim()* réalise l'optimisation de l'horaire de fonctionnement des pompes sur le nombre de périodes de temps voulues (paramètre `nb_day_duration` des options). Le résultat de l'optimisation est présenté sous la forme d'un DataFrame dont les colonnes sont les suivantes :

- **Time** : date et heure en format YYYY-DD-MM

Attribut	Type	Valeur par défaut
water_network_model	water_network_model object	/
electricity_prices_file	panda Dataframe	/
options_simulation	Options object	Options default values
algorithm_parameters	genetic_algorithm_options object	genetic_algorithm_options default values

Table 15: Attributs de la classe *optimisation_model*

- **Prix elec Belpex** : le prix de l'électricité sur le pas de temps considéré [€/MWh]
- **Qin upper tank** et **Qin lower tank** : les débits apportés par les pompes dans les tanks supérieur et inférieur [m³/s]
- **level_upper_tank** et **level_lower_tank** : les niveaux d'eau dans les tanks supérieur et inférieur [m]
- **pump_status** : les états de fonctionnement des pompes au cours du temps
- **pump_flowrate** : les débits fournis par les différentes pompes [m³/s]

Quatre autres sorties résultats sont données par la fonction *run_optim*. Ceux-ci sont dans l'ordre :

- **Optimum** : une liste contenant les optimums obtenus par l'algorithme pour chacune des périodes de temps (chacun des jours dans la plupart des cas) de la simulation.
- **Cout_elec** : une liste contenant les couts de l'électricité obtenus par l'algorithme pour chacune des périodes de temps (chacun des jours dans la plupart des cas) de la simulation. En cas de respect des contraintes, cette liste est identique à la liste optimum.
- **delta_level** : une liste contenant la somme de tous les dépassements de la contrainte relative au niveau dans les tanks pour chacune des périodes de temps (chacun des jours dans la plupart des cas) de la simulation.
- **delta_level_fin** : - **delta_level** : une liste contenant la somme de tous les dépassements de la contrainte relative au niveau final dans les tanks pour chacune des périodes de temps (chacun des jours dans la plupart des cas) de la simulation.

Enfin, la simulation inclut également une sortie graphique permettant de présenter les résultats obtenus de manière visuelle. Deux graphiques y sont présentés, le premier compare l'évolution des niveaux d'eau dans les tanks au cours de la simulation au prix de l'électricité. Le deuxième présente le débit d'entrée dans le tank supérieur en fonction du temps que l'on compare également au prix de l'électricité sur la période considérée. Un exemple de sortie graphique est donné à la figure 14.

La fonction **cout_reference** calcule les couts de référence de l'électricité sur les périodes de temps de l'optimisation. Elle prend en argument un Dataframe de résultats de simulation et en option une valeur de rendement de référence pour les pompes.

Le cout de référence de l'électricité du à la consommation électrique des pompes est établi en calculant le cout qu'aurait engendré le pompage d'un débit constant avec un même scénario d'évolution des prix. On fait l'hypothèse d'une pompe unique qui aurait un point de fonctionnement égal au débit moyen pompé Q_{moy} dans la solution optimale déterminée par l'algorithme. La charge hydraulique $H(Q_{moy})$ apportée par cette pompe fictive est alors déduite de la courbe de résistance du système pour ce même débit $SRC(Q, t)$ décrite à l'équation 18.

Le cout de référence est calculé selon la formule 22 sur un intervalle de temps $[0, t_f]$.

$$Cout_{ref} = \sum_{t=0}^{t_f} \frac{H(Q_{moy}) \times Q_{moy_t} \times \rho \times g}{\eta} \quad (22)$$

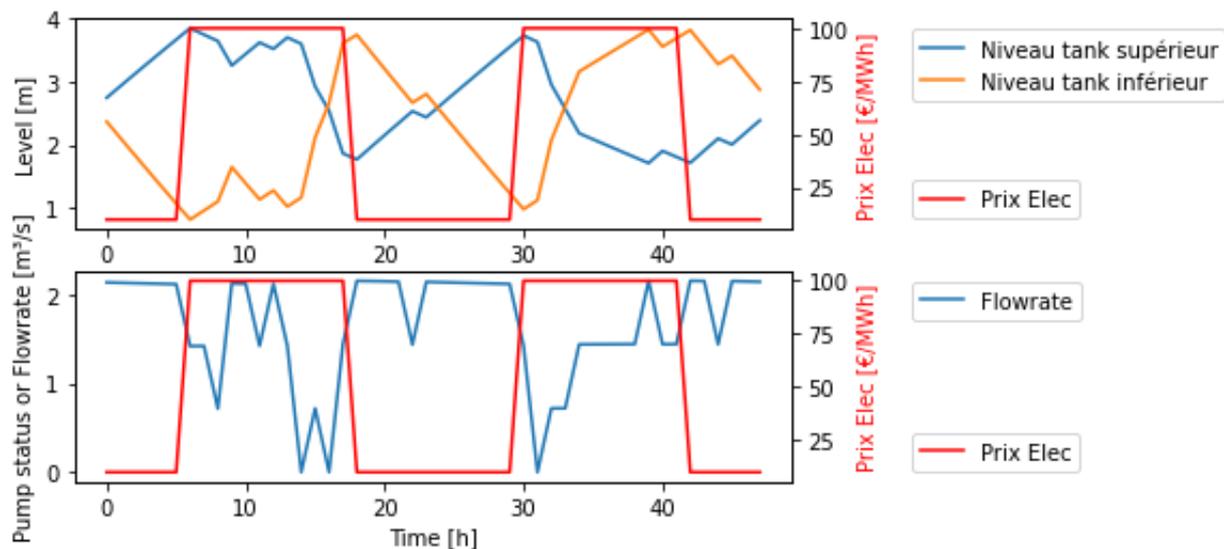


Figure 14: Sortie graphique d'une optimisation sur 2 jours

où :

- ρ est la masse volumique de l'eau [kg/m^3]
- g est l'accélération gravifique [m/s^2]
- η est le rendement de la pompe de référence

La fonction **calc_prix_elec** prend en argument un Dataframe de résultats d'optimisation et renvoie le cout du à la consommation électrique des pompes calculé selon la formule 7.

La fonction **calc_depassement_contraintes** prend en argument un Dataframe de résultats d'optimisation et renvoie les valeurs absolues des sommes des dépassements des contraintes sur les niveaux d'eau dans les tanks et les niveaux d'eau en fin de simulation dans les tanks pour chaque période de temps de l'optimisation.

La fonction **genetic_objective** prend en argument un vecteur de valeur binaire correspondant à l'état des variables du problème d'optimisation et renvoie la valeur de la fonction objectif calculée selon la formule 16.

La fonction **genetic_optim** optimise les variables d'état de fonctionnement des pompes en fonction du scénario de prix correspondant à la période de temps courante. Le résultat est un dictionnaire comprenant deux champs : **function**, l'optimum de la fonction objectif déterminé, et **variable** un vecteur contenant les valeurs des variables correspondant à la solution optimale du problème.

3.5 Cas d'étude : l'installation de Tailfer

3.5.1 Modélisation du site de Tailfer

L'installation de Tailfer représente le plus gros point de consommation électrique du réseau Vivaqua (figure 2). L'eau y est pompée depuis le tank de Tailfer vers celui de Bois-de-Villers. L'eau s'écoule ensuite vers Bruxelles par gravité. La figure 15 représente un zoom sur l'installation Tailfer dans le schéma d'adduction du réseau Vivaqua.

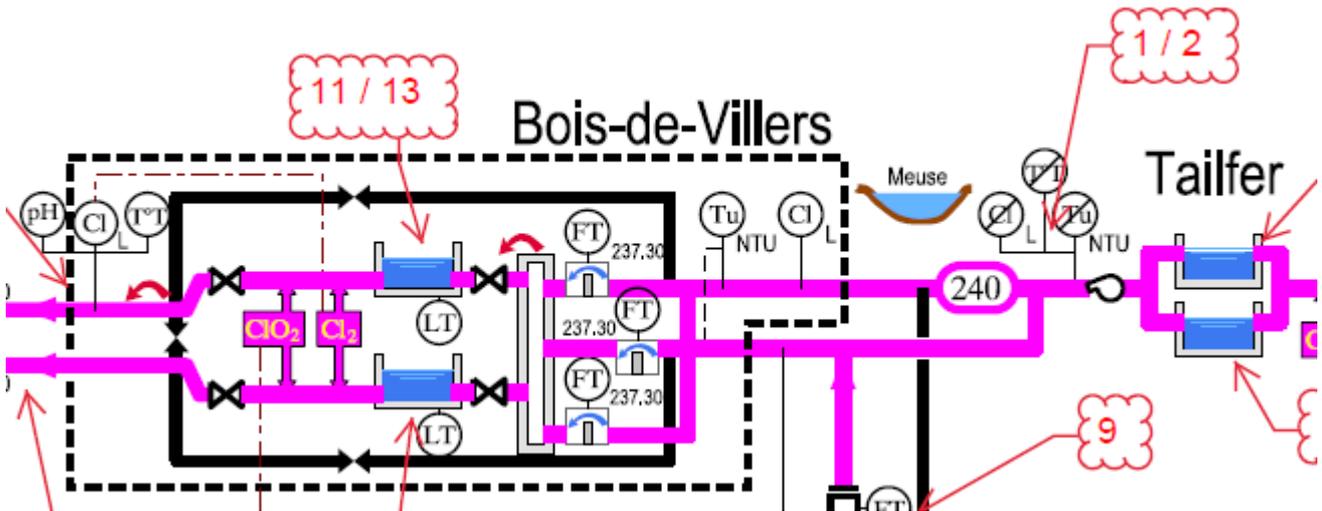


Figure 15: Schéma de l'installation de Tailfer

Un schéma simplifié est donné à la figure 16.

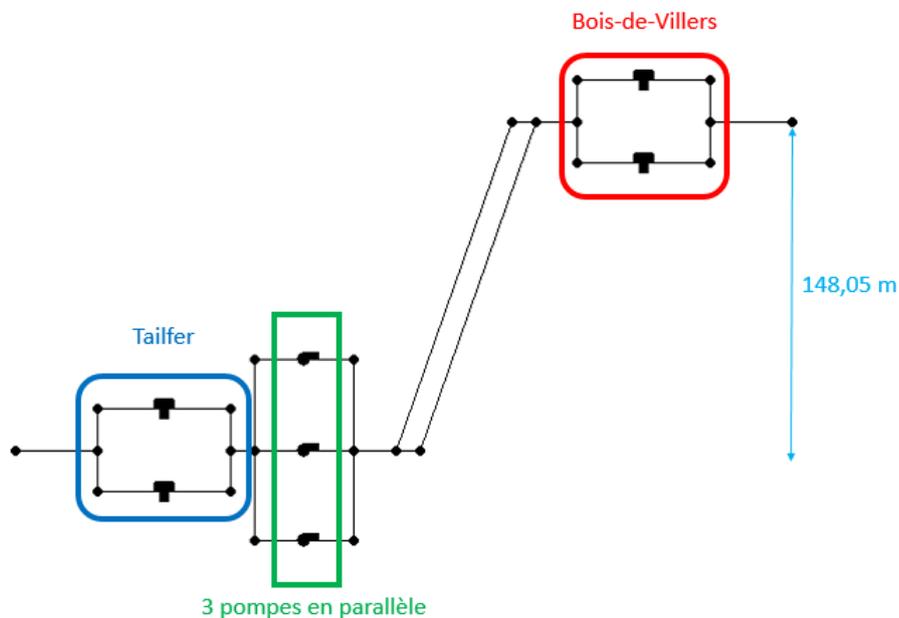


Figure 16: Schéma simplifié de l'installation de Tailfer

Dans le cadre de ce travail, Tailfer est donc une installation de configuration A. Le tank de Bois-de-Villers constitue le tank supérieur et celui de Tailfer est le tank inférieur. Le pompage est assuré par un ensemble de trois pompes disposées en parallèle au niveau du tank de Tailfer.

Le tank de Tailfer est constitué de deux bassins cylindriques de 68m de diamètre et de volumes de 15686 m³ et 14296 m³ situés à des altitudes de 83,5m et 84 m. Dans le cadre de ce travail, un tank unique équivalent sera utilisé pour la modélisation du réseau hydraulique. Les contraintes sur les niveaux maximum et minimum du tank seront prises pour correspondre à 80% et 20% du volume total. Le niveau initial correspondra au tank à moitié rempli et les bornes supérieures et inférieures pour le niveau final du tank seront prises pour correspondre au niveau initial plus et moins 10%.

Les caractéristiques du tank de Tailfer sont données dans le tableau 16.

élévation	83.75 m
niveau initial	2.37 m
niveau minimum	0
hauteur	4.75 m
diamètre	89.65 m
localisation	low
contrainte niveau max	3.8 m
contrainte niveau min	0.95 m
contrainte niveau final max	2.6 m
contrainte niveau final min	2.2 m

Table 16: Données du tank de Tailfer

Le tank de Bois-de-Villers est constitué de deux bassins rectangulaires de 67x71 m² d'un volume de 24450m³, chacun situé à une altitude de 231.3 m. Dans le cadre de ce travail, un tank unique équivalent sera utilisé pour la modélisation du réseau hydraulique. Les contraintes sur les niveaux maximum et minimum du tank seront prises pour correspondre à 80% et 20% du volume total. Le niveau initial correspondra au tank à moitié rempli et les bornes supérieures et inférieures pour le niveau final du tank seront prises pour correspondre à au niveau initial plus et moins 10%.

Les caractéristiques du tank de Bois-de-Villers sont données dans le tableau 17.

élévation	231.8 m
niveau initial	2.75 m
niveau minimum	0
hauteur	5.5 m
diamètre	106.4 m
localisation	up
contrainte niveau max	4.4 m
contrainte niveau min	1.1 m
contrainte niveau final max	3 m
contrainte niveau final min	2.5 m

Table 17: Données du tank de Bois-de-Villers

Le pompage est assuré par un ensemble de 3 pompes fonctionnant en parallèle. Les deux premières ont une consommation nominale de 1300kW tandis que la troisième a une puissance de 1600kW. Les courbes de performances des pompes sont données en annexe A.1.

L'eau est acheminée vers Bois-de-Villers par deux tuyaux d'approvisionnement parallèles de diamètre de 1 et 1.4m et d'une longueur de 3300m. Pour faciliter la modélisation, ces deux tuyaux sont remplacés par un tuyau unique. Son diamètre est choisi pour engendrer des pertes de charges équivalentes aux deux tuyaux parallèles et est calculé comme suit :

Le débit Q représente la quantité d'eau totale circulant dans les tuyaux d'approvisionnement. Les débits Q_1 et Q_2 sont respectivement les débits circulant dans le tuyau d'1.4 m de diamètre et celui d'1 m de diamètre. On a donc :

$$Q = Q_1 + Q_2 \quad (23)$$

$$\begin{cases} Q_1 = \alpha \cdot Q \\ Q_2 = (1 - \alpha) \cdot Q \end{cases} \quad (24)$$

Les tuyaux 1 et 2 étant disposés en parallèle, les pertes de charges y étant engendrées sont égales. Le diamètre du tuyau unique équivalent doit être tel que les pertes de charges pour le débit Q total soient équivalentes à celles engendrées dans les deux tuyaux en parallèles. On a donc la relation :

$$\Delta H_1(Q_1) = \Delta H_2(Q_2) = \Delta H(Q) \quad (25)$$

où :

- $\Delta H_1(Q_1)$ et $\Delta H_2(Q_2)$ sont les pertes de charges dans les tuyaux 1 et 2 pour des débits Q_1 et Q_2 .
- $\Delta H(Q)$ est la valeur des pertes de charges induites dans le tuyau équivalent pour le débit total Q .

En exprimant les pertes de charges dans les tuyaux selon la formule 6, on obtient les relations :

$$\alpha = \frac{\sqrt[1.852]{\left(\frac{d_1}{d_2}\right)^{4.8704}}}{1 + \sqrt[1.852]{\left(\frac{d_1}{d_2}\right)^{4.8704}}} \quad (26)$$

$$d = \frac{d_1^{4.8704}}{\sqrt[4.8704]{\alpha^{1.852}}} \quad (27)$$

Les conduites étant en acier, un coefficient de rugosité de 120 est utilisé [17]. Le résultat des équations 26 et 27 ainsi que les autres caractéristiques du tuyau d'approvisionnement sont donnés au tableau 18.

longueur	3300 m
diamètre	1.6 m
coefficient de rugosité	120

Table 18: Données du tuyau d'approvisionnement

Finalement, l'entrée et la sortie dans le système sont modélisées par deux jonctions. Une valeur moyenne déduite des données de Vivaqua est donnée pour le débit d'entrée dans le tank inférieur et le débit de sortie du tank supérieur. Cette valeur est égale à 6000m³/h.

3.5.2 Optimisation des paramètres de l'expression des contraintes

Comme vu précédemment l'expression de la pénalité mise en place pour tenir compte des contraintes (voir équation 11) fait intervenir différents paramètres. D'après [13] et [36], les valeurs de ces différents paramètres influencent la convergence de l'algorithme d'optimisation et une étude convient d'être menée pour déterminer les valeurs optimales pour le problème à solutionner.

Ainsi, plusieurs valeurs des paramètres A et C de l'expression 11 ont été testées pour des simulations d'optimisation de l'installation de Tailfer. Les résultats des optimisations ont ensuite été comparés

pour déterminer la valeur adéquate à donner à ces paramètres sur base de la valeur de l'optimum de cout obtenu et du dépassement ou non des contraintes imposées.

Les optimisations ont été réalisées sur une journée avec un pas de temps d'une heure. Le scénario de prix utilisé pour l'optimisation des paramètres de l'expression de la contrainte est donné à la figure 17.

3.5.3 Applications à quelques cas de scénarios de prix simple

Pour tester le bon fonctionnement du framework, des optimisations ont été réalisées pour plusieurs scénarios de prix de l'électricité. Le premier scénario (scénario A) de prix testé est un scénario de prix contrastés ou le prix, bas pendant les 6 premières heures, devient subitement très haut sur 12h pour revenir à une valeur basse jusqu'en fin de journée. Une représentation graphique est donnée à la figure 17.

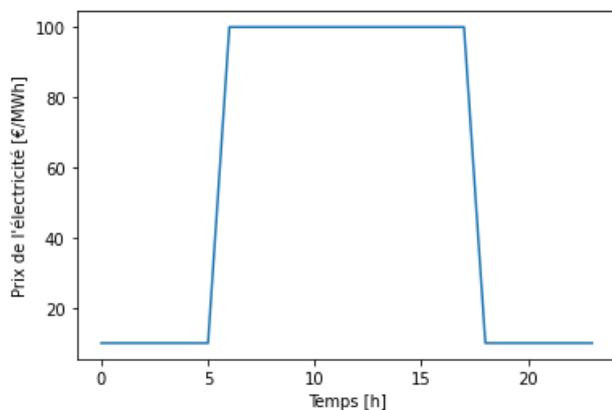


Figure 17: Scénario de prix A

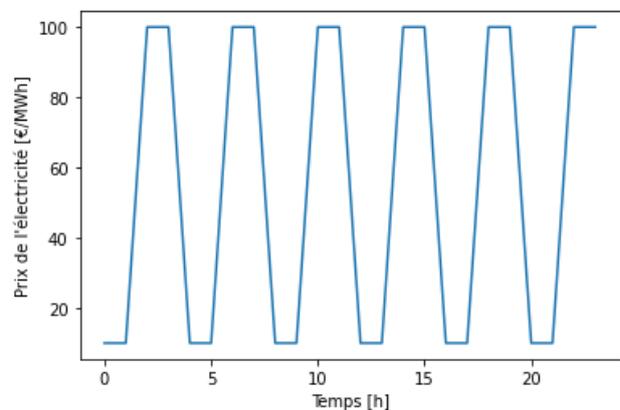


Figure 18: Scénario de prix B

Le deuxième scénario (scénario B) testé est un scénario où le prix alterne toutes les deux heures entre une valeur élevée et une valeur faible. Une représentation graphique est donnée à la figure 18.

Le pas de temps d'activation des pompes est d'une heure et les simulations sont réalisées sur une journée sur base de l'installation de Tailfer.

3.5.4 Optimisation sur base des données de prix du marché day-ahead 2019 et comparaison avec l'outil OptiReservoir de l'ICEDD

Pour obtenir des résultats des optimisations plus réalistes, des optimisations ont été réalisées sur base des données de prix du marché day-ahead de l'année 2019. Des optimisations sur une journée, une semaine et un mois ont été réalisées et les résultats ont été comparés au cout de référence et à la solution fournie par l'outil OptiReservoir développé précédemment par l'ICEDD.

Pour les simulations de plus d'une journée, l'optimisation a été réalisée journée par journée en imposant un retour aux niveaux d'eau initiaux à la fin de chaque jour. Cette méthodologie se base sur le fonctionnement du marché day-ahead où les prix d'électricité sur une journée sont connus un jour à l'avance. On dispose donc de données de prix sur 24h pour optimiser l'horaire de pompage et on impose un retour aux conditions initiales pour tenir compte de l'incertitude sur le scénario de prix du surlendemain.

Ces simulations sont réalisées de 24h en 24h avec un pas de temps d'optimisation d'une heure.

3.5.5 Application à un réseau en configuration B

Une des possibilités du framework développé est de permettre la modélisation et l'optimisation d'installations présentant un captage d'eau en entrée du tank inférieur (configuration B). Une optimisation selon le scénario de prix A a donc été réalisée pour vérifier le bon fonctionnement de ce type de modélisation.

L'installation considérée est identique à celle de Tailfer à ceci près que les 3 pompes assurant le relevage de l'eau entre les tanks inférieurs et supérieurs sont identiques et correspondent aux pompes 1 et 2 de Tailfer (voir courbes caractéristiques figure 29).

Les pompes assurant le pompage d'eau vers le tank inférieur (numéro 2 de la figure 9) sont au nombre de trois et sont identiques aux pompes de relevage entre les deux tanks (voir courbes caractéristiques figure 29). Le tuyau d'approvisionnement entre le réservoir et le tank inférieur est identique à celui reliant les tanks inférieur et supérieur.

Pour attribuer la valeur de la charge hydraulique de l'eau au niveau du réservoir, on fait l'hypothèse d'un captage en surface libre. L'altitude du point de captage est prise telle que la différence d'altitude entre le point de captage et le tank inférieur soit identique à la différence d'altitude entre les deux tanks. De cette façon, on s'assure du bon dimensionnement des pompes pour le système étudié. Les données du fichier de modélisation de cette installation sont reprises à l'annexe A.3

En raison de l'augmentation du nombre de variables engendré par l'ajout de pompes dans le système, le nombre d'itérations sera augmenté pour assurer une meilleure convergence de l'algorithme.

3.5.6 Effet du pas de temps

Les prix sur les marchés de l'électricité pouvant varier à l'échelle du quart d'heure, une piste intéressante pour la détermination de l'horaire de pompage optimale serait de faire l'état des pompes à l'échelle du quart d'heure. En effet, une telle optimisation ajoute des degrés de liberté à l'algorithme d'optimisation pour déterminer une solution optimale.

Néanmoins, l'utilisation d'un pas de temps plus faible engendre une complexification du problème d'optimisation. En effet, le nombre de variables du problème est donné par

$$nb_var = nb_pompes \times nb_dt \quad (28)$$

où :

- nb_dt est le nombre d'intervalles de temps sur la période de temps optimisée.

Pour un intervalle de temps de 1/4h sur une période d'optimisation de 24h, on passe donc de 24 variables d'état par pompes à 96, soit 4 fois plus. Ces variables étant binaires, le nombre de solutions possibles passe de $2^{(24 \times nb_pompes)}$ à $2^{(96 \times nb_pompes)}$. Cette complexité supplémentaire peut se traduire par une moins bonne convergence de l'algorithme et/ou par un temps de calcul plus important pour déterminer un optimum.

Une optimisation selon le scénario de prix A et un pas de temps d'un 1/4h a été réalisée.

3.5.7 Effet du nombre de pompes

Une des autres pistes pour augmenter le potentiel de flexibilité de l'installation est de considérer le cas de l'ajout de pompes supplémentaires en parallèle de celles existantes. Cette configuration augmente le débit maximum fourni par la station de pompage. L'hypothèse est que l'ajout de pompes

supplémentaires permettrait de rentabiliser davantage les périodes de prix faibles en y augmentant le débit pompé.

En pratique, la station de pompage de Tailfer dispose de plusieurs pompes de réserves qui ne sont pas activées lors d'une utilisation normale. Cette configuration est donc susceptible d'être rencontrée dans la réalité.

Pour ces simulations, une quatrième pompe, identique aux pompes 1 et 2, a été ajoutées aux trois existantes dans l'installation de Tailfer. Sa courbe de performance est donnée en annexe A.1. Des optimisations selon le scénario A et selon un scénario de prix des données du marché Belpex day-ahead 2019 ont été implémentées et les résultats ont été comparés à ceux obtenus pour l'installation de 3 pompes. Dans ces optimisations, un pas de temps d'une heure a été utilisé.

4 Résultats

4.1 Optimisation de la pénalité à appliquer aux contraintes

Le résultat de l'optimisation de la valeur du paramètre A de l'équation 11 de la pénalité appliquée à la contrainte est donné à la figure 19. La courbe inférieure donne la somme des dépassements des bornes appliquées au niveau d'eau dans les tanks.

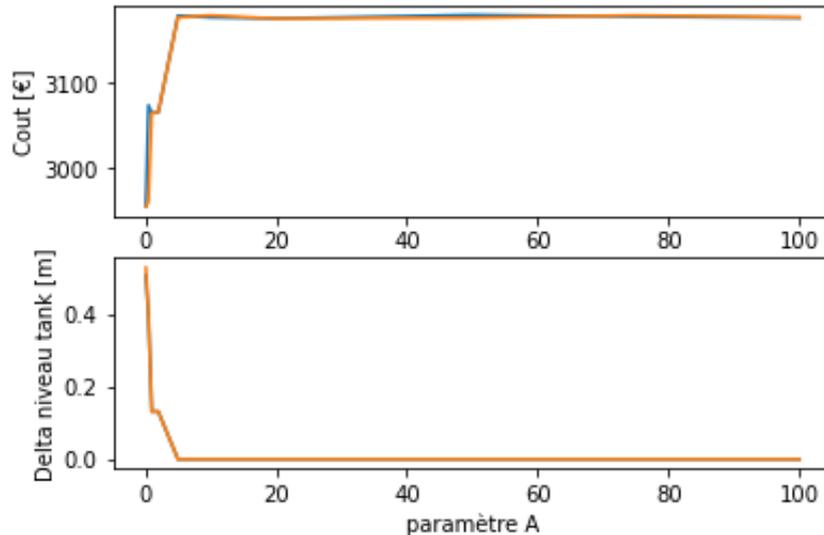


Figure 19: Cout de l'électricité et dépassement des niveaux des contraintes en fonction du paramètre A

On peut voir que des valeurs faibles du paramètre A ne permettent pas de respecter la contrainte sur les niveaux dans les tanks. Pour des valeurs supérieures à 5, plus aucun dépassement des contraintes n'est constaté et les variations de l'optimum de cout obtenu sont extrêmement faibles (<1%). Les variations observées peuvent être attribuées aux variations de l'optimum inhérentes à l'optimisation génétique. Une valeur de 10 pour le coefficient est donc choisie, soit une valeur suffisamment grande pour assurer le respect des contraintes imposées et suffisamment faible pour ne pas engendrer de pénalité inutilement élevée.

De la même façon, le résultat de l'optimisation de la valeur du paramètre C de l'équation 11 de la pénalité appliquée à la contrainte est donné à la figure 20. La courbe inférieure donne la somme des dépassements des bornes appliquées au niveau final d'eau dans les tanks.

De nouveau, de trop faibles valeurs peuvent engendrer un dépassement des contraintes sur le niveau final imposé dans les tank. Une fois le coefficient C suffisamment grand, les dépassements de la contrainte sont nuls et les valeurs de cout optimal obtenues varient de moins d' 1%. On choisit de nouveau une valeur de 10 pour le coefficient C pour assurer le respect des contraintes sans ajouter une pénalité inutilement élevée.

Les valeurs des paramètres A et C ayant été déterminées sur base d'optimisation de l'horaire de pompage de l'installation de Tailfer avec un pas de temps d'une heure, il est possible que ces valeurs ne soient pas génériques et qu'il faille les réadapter lors d'un changement de configuration. Néanmoins, aucun dépassement d'une des contraintes n'a été constaté pour les solutions des optimisations réalisées pour des réseaux d'architectures différentes (voir la suite des résultats), ces valeurs sont donc considérées comme fiables.

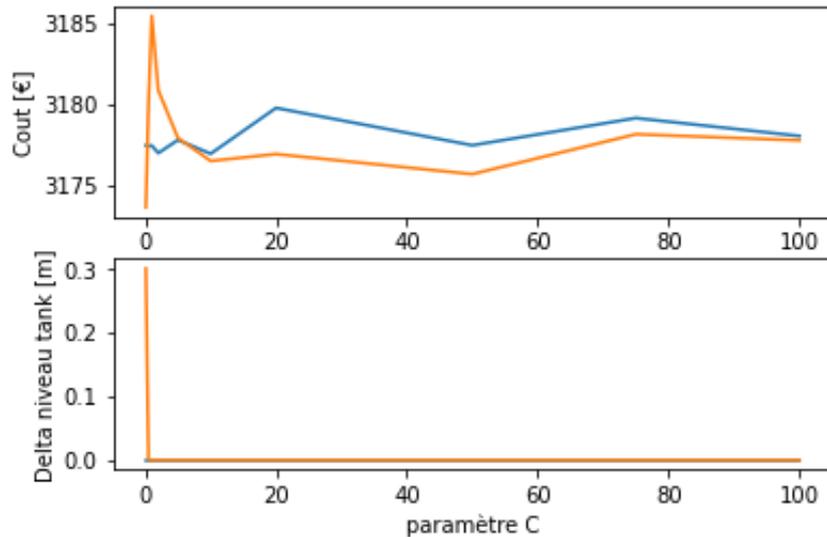


Figure 20: Cout de l'électricité et dépassement des niveaux des contraintes en fonction du paramètre C

4.2 Scénarios de prix simples

L'optimisation de l'horaire de fonctionnement des pompes de l'installation de Tailfer pour le scénario A donne les résultats suivants :

- Cout de la solution finale : 3150€
- Cout de référence : 3964€ soit un gain de 20% en faveur de la solution optimisée.
- temps de calcul : 112 secondes

Les résultats sont présentés graphiquement à la figure 21.

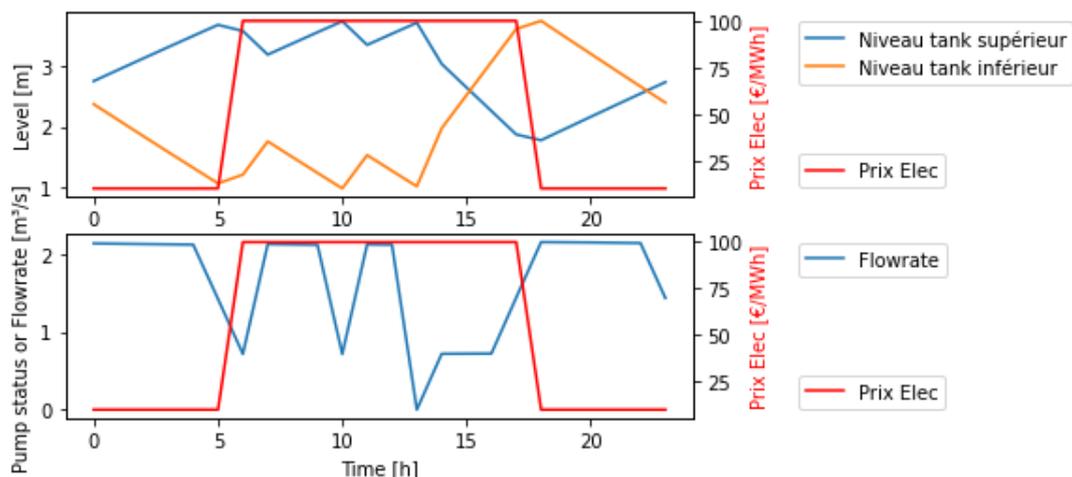


Figure 21: Résultats de l'optimisation de Tailfer pour le scénario A

Le scénario de pompage correspond à celui attendu. Les 3 pompes sont activées en première partie de la journée et le niveau du tank supérieur est maximal lors du passage à la zone de prix plus élevé. Sur la période de prix élevé, le débit pompé diminue en moyenne jusqu'à ce que le niveau dans le tank inférieur soit maximal lors du retour des prix faibles. De cette façon, le volume potentiel à pomper durant la période de bas prix est maximal. A ce moment, le pompage reprend à pleine puissance jusqu'en fin de simulation où le niveau d'eau revient à son état initial. On remarque donc bien la

tendance à pomper au maximum lorsque le prix est faible et à profiter des capacités de stockage au maximum. Les oscillations sur le pompage durant la période de prix élevés peuvent s'expliquer par la nécessité de maintenir un niveau d'eau suffisant dans les tanks. Un pompage minimal est donc assuré lors de ces heures là et le débit peut varier d'une période de temps à une autre selon si le niveau d'eau requiert plus ou moins de débit entrant pour se maintenir dans une gamme acceptable.

Les résultats pour le scénario B sont les suivants :

- Cout de la solution finale : 2663€
- Cout de référence : 3963€ soit un gain de 33% de la solution optimisée
- temps de calcul : 126 secondes

Les résultats sont présentés graphiquement à la figure 21.

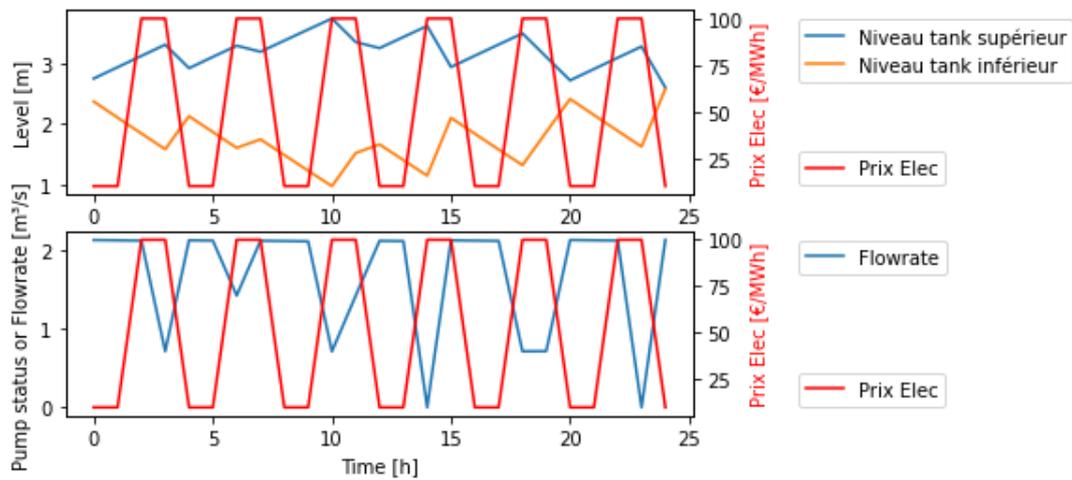


Figure 22: Résultats de l'optimisation de Tailfer pour le scénario B

De nouveau, on retrouve des débits pompés proches du maximum lors des périodes de prix faibles. Lors des périodes de prix élevés, un débit faible est maintenu en moyenne pour assurer des débits suffisants dans les tanks et respecter les contraintes imposées.

Dans les deux cas, les gains financiers réalisés sont significatifs et les tendances générales attendues sont respectées.

4.3 Optimisation sur base des données de prix Belpex 2019 et comparaison avec l'outil Optireservoir de l'ICEDD

Les résultats de l'optimisation réalisée sur base des prix du 01/03/2019 est donnée à la figure 23 pour le framework *optimisation_model* développé dans le cadre de ce travail et l'outil *OptiReservoir* de l'ICEDD.

L'optimum obtenu est un cout d'électricité de 4196€ pour un cout de référence 4471€ soit une amélioration d'environ 6% par rapport au cout de référence. L'optimisation est réalisée sur 200 générations de 25 chromosomes et a une durée de 110 secondes.

On peut voir sur le graphique que l'allure de la courbe obtenue par la solution est conforme à celle attendue. On retrouve un pompage important durant les périodes de prix faible et un arrêt des pompes lors des deux pics observés sur la journée. Entre ces deux pics, on peut voir une réactivation des pompes qui sert à maintenir un niveau d'eau suffisamment faible dans le tank inférieur pour pouvoir les désactiver lors du deuxième pic sans dépasser le niveau maximal.

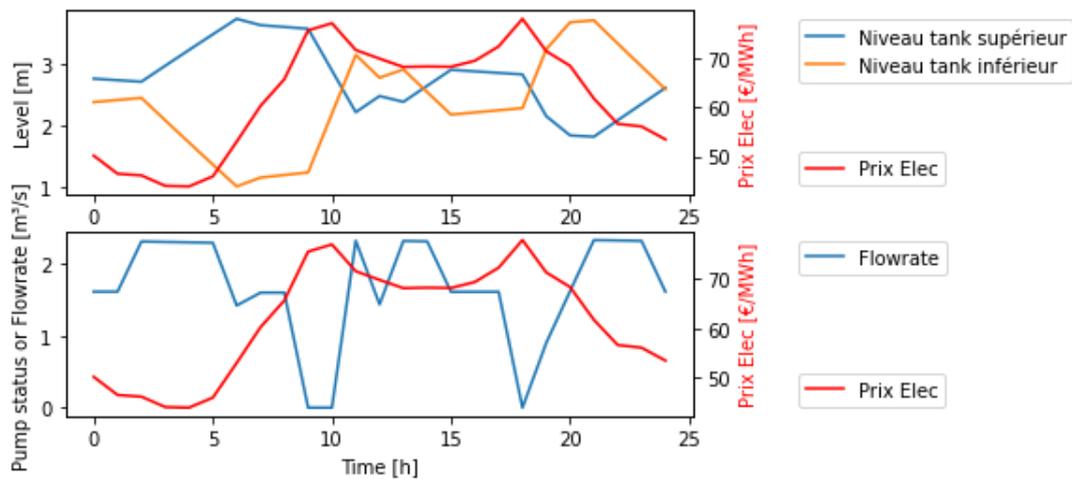


Figure 23: Optimisation de l'horaire de pompage de Tailfer pour les prix du 01/03/2019

Le gain réalisé sur le cout peut sembler relativement faible mais ce constat peut s'expliquer par les variations de prix relativement faibles sur la journée (du simple au double). Ce constat est renforcé par les résultats des optimisations sur une semaine et sur un mois qui sont donnés au tableau 19 et qui confirment un gain autour des 6-7%. Ces résultats sont cohérents avec ceux obtenus par [8]. Une représentation graphique de la solution obtenue pour une simulation d'une semaine est donnée à l'annexe A.4.

Durée	Optimum (€)	Référence (€)	Gain réalisé	Cout OptiReservoir	Temps de calcul
1 jour	4196	4471	6%	4533	110s
1 semaine	28067	30046	6.5%	29566	803s
1 mois	127053	135878	6.5%	134363	3687s%

Table 19: Résultats pour Tailfer sur base des prix Belpex day-ahead 2019 à partir du 01/03/2019

La représentation graphique de la solution obtenue par l'outil *OptiReservoir* est donnée à la figure 24.

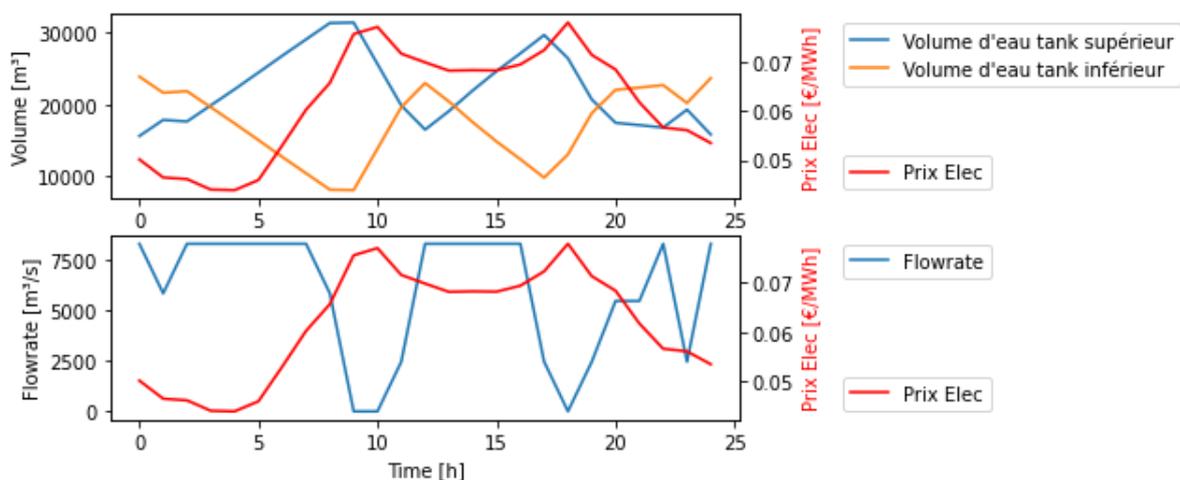


Figure 24: Solution optimisée obtenue par l'outil *OptiReservoir* pour les prix du 01/03/2019

On remarque tout d'abord que l'allure des solutions avec *optimisation_model* et *OptiReservoir* sont assez semblables, ce qui renforce la confiance dans la qualité de l'optimum obtenu. Néanmoins, on constate des différences de 7-8% au niveau de l'optimum obtenu.

Cette différence peut s'expliquer par les différences de modélisation des pompes entre les deux outils d'optimisation. Dans ce travail, le point de fonctionnement et la consommation d'une pompe sont déduits de sa courbe caractéristique et des pertes de charges dans les tuyaux. Tandis que dans l'outil OptiReservoir, les pompes sont considérées comme ayant un débit et une consommation constants. Si cette hypothèse est peut être cohérente dans le cas de faibles variations de la charge hydraulique à fournir par les pompes, il est nécessaire de choisir un point de fonctionnement représentatif de la situation réelle. Or les points de fonctionnement utilisés dans OptiReservoir diffèrent assez fort de ceux calculés dans les simulations de l'outil développé dans ce travail. Une comparaison avec des données réelles de débits et de consommation serait pertinente pour valider les différentes approches.

4.4 Application à une installation en configuration B

Les résultats de l'optimisation de l'installation en configuration B pour le scénario de prix A sont donnés à la figure 25.

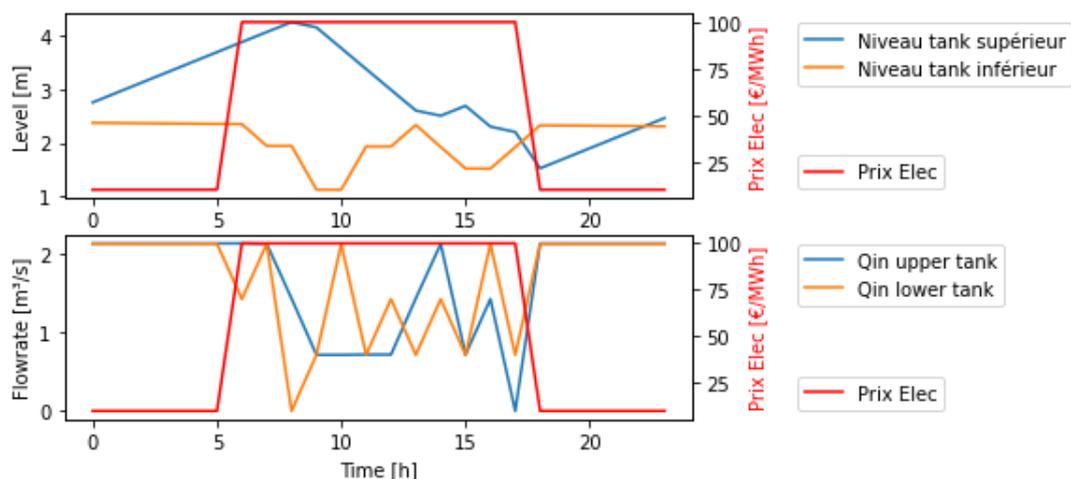


Figure 25: Résultat de l'optimisation d'une installation en configuration B pour le scénario de prix A

L'allure générale de la solution est conforme au résultat attendu avec un pompage maximal lors des périodes creuses. On peut remarquer le peu de variation du niveau du tank inférieur qui est logique vu que les pompes fonctionnent généralement sur les mêmes périodes. L'amplitude du tank supérieur est quant à elle utilisée au maximum pour répartir le pompage tout en satisfaisant les contraintes imposées.

L'optimisation a permis de réduire de 25% les coûts par rapport à la référence. Le gain réalisé est donc légèrement supérieur à celui réalisé par l'optimisation du pompage de Tailfer sur ce même scénario. Cette différence s'explique par le fait que la possibilité d'adapter le débit entrant au prix de l'électricité confère davantage de degrés de liberté au système pour obtenir une solution optimale.

4.5 Changement du pas de temps

Les résultats de l'optimisation de l'horaire de pompage de Tailfer selon le scénario de prix A sont donnés à la figure 26. L'optimum obtenu est de 3191€ ce qui représente un gain de 19.5%, pour 272s de temps de calcul. Ce résultat est donc légèrement supérieur à celui obtenu pour une discrétisation d'une heure.

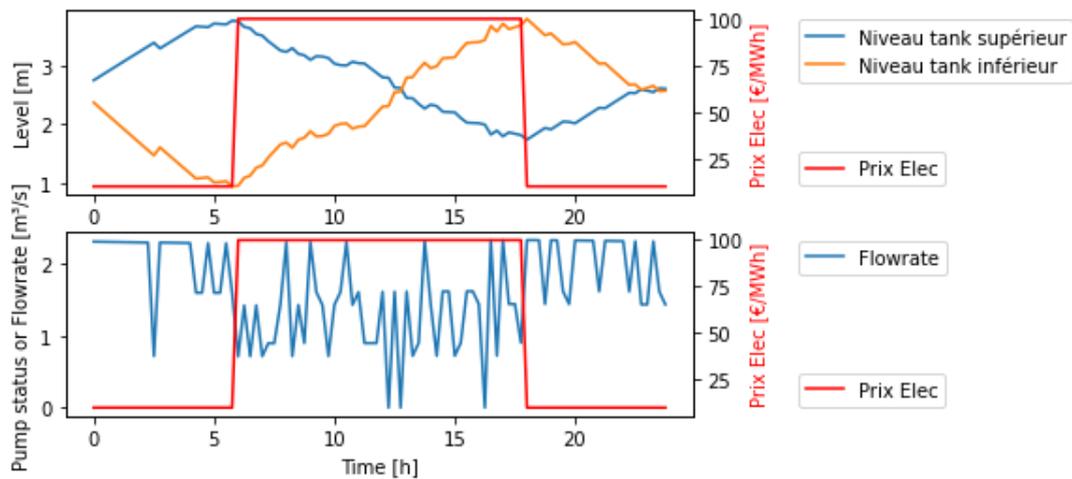


Figure 26: Résultat de l'optimisation de Tailfer pour le scénario A et avec un pas de temps d'1/4h

Les courbes de convergence des deux optimisations sont données aux figures 27 et 28. On peut voir que l'algorithme a besoin de plus d'itérations pour converger vers l'optimum lorsque le pas de temps est plus faible et que le nombre de variables est plus important.

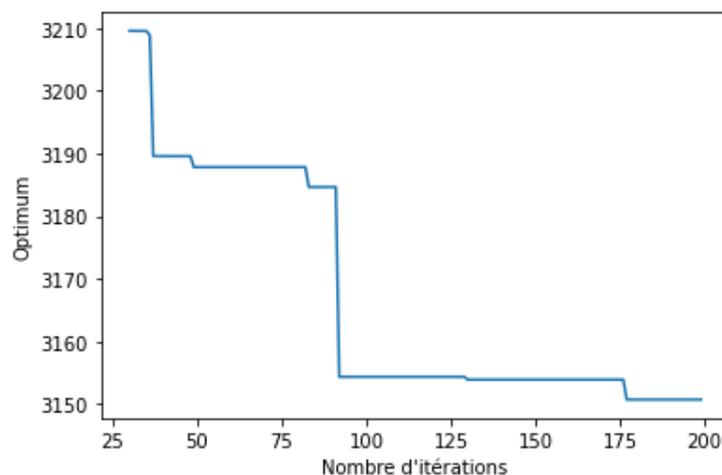


Figure 27: Courbe de convergence pour l'optimisation de Tailfer selon le scénario A et pour un pas de temps d'une heure

Ce résultat montre que la convergence de l'algorithme génétique est influencée par le nombre de variables du problème à résoudre. Il montre aussi l'importance d'ajuster les paramètres de l'algorithme d'optimisation génétique au problème précis à résoudre. Dans ce cas-ci, l'obtention d'une solution optimale nécessite un plus grand nombre d'itérations dans le cas d'une optimisation sur un pas de temps d'un quart d'heure. Un optimum de 3146€ est d'ailleurs obtenu lorsque l'on augmente le nombre d'itérations à 500.

Une autre différence importante avec la discrétisation d'une heure nous vient du temps de calcul nécessaire pour obtenir ce résultat. Dans le cas d'une discrétisation d'une heure, l'optimisation est réalisée en 112s pour 200 itérations de l'algorithme alors que l'optimisation sur des pas de temps d'un quart d'heure est réalisée en 272s pour 200 itérations et un résultat moins bon. Cette différence dans le temps de calcul peut s'expliquer par le fait que la réalisation d'une simulation hydraulique est plus coûteuse en ressources de calcul pour un pas de temps plus faible. En effet, les variables d'états du système hydraulique doivent être calculées 4 fois par heure contre une fois avec un pas de temps d'une heure. Par conséquent, le nombre d'opérations à réaliser pour une simulation hydraulique

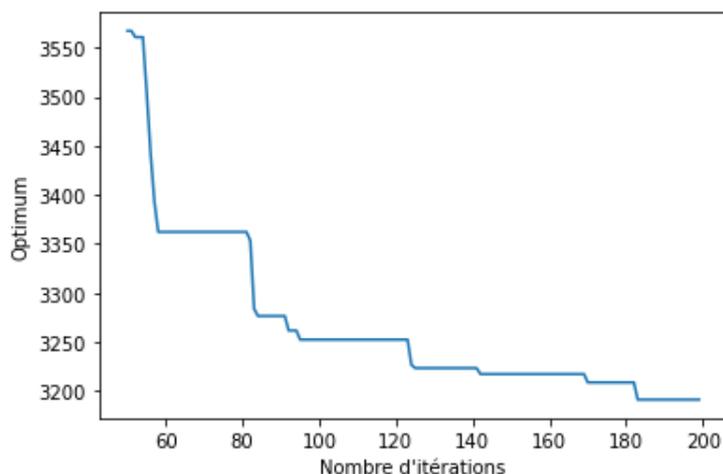


Figure 28: Courbe de convergence pour l'optimisation de Tailfer selon le scénario A et pour un pas de temps d'un quart d'heure

augmente ainsi que le temps de calcul. L'évaluation de la fonction objectif nécessitant une simulation hydraulique, le temps d'optimisation est lui aussi augmenté.

4.6 Effet de l'ajout d'une pompe supplémentaire

Les résultats obtenus pour les optimisations du pompage avec l'ajout d'une pompe sont donnés dans le tableau 20.

Scénario de prix	Optimum (€)	Référence (€)	Gain	Optimum 3 pompes (€)
A	3141	3952	20.5%	3150
B	1624	3965	59%	2663
01/03/2019	4137	4465	7.5%	4196

Table 20: Résultats des optimisations pour l'installation de Tailfer avec 4 pompes en parallèle

L'effet de l'ajout d'une pompe est assez variable selon les cas. Pour l'optimisation selon un scénario A ou dans le scénario correspondant au 01/03/2019, la contribution de cette pompe supplémentaire est très faible quant à l'amélioration de l'optimum obtenu. Cela peut s'expliquer par la variabilité peu importante des prix dans ces deux scénarios. Intuitivement, plus il y aura de pompes disponibles plus le débit maximal sera important. Il deviendra donc assez aisé de mettre les pompes à l'arrêt un maximum et puis de rentabiliser les heures de bas prix en fonctionnant à plein régime. Ainsi, le scénario B avec des différences de prix marquées sur des temps plus court est particulièrement adapté à une installation de pompage surdimensionnée, ce qui engendre ce résultat d'une amélioration de 60% de l'optimum par rapport à la référence.

5 Conclusion et perspectives

Le framework a été développé en deux modules. Le premier *hydraulic_model* est responsable de la modélisation d'une installation hydraulique composée d'un système de deux tanks. Le second, *optimisation_model*, est responsable de l'optimisation du cout de la consommation électrique en intégrant les contraintes hydrauliques et opérationnelles.

Tout d'abord, la modélisation de l'installation de Tailfer et l'optimisation réalisée sur des scénarios de prix simples ont permis de démontrer le bon fonctionnement du framework et la validité des solutions d'optimisation obtenues. La modélisation d'une installation présentant un captage d'eau et d'une installation comprenant une pompe supplémentaire ont permis de démontrer la polyvalence du module de modélisation.

Néanmoins, cette polyvalence reste limitée aux architectures articulées autour d'un système composé de deux tanks reliés par des pompes de relevage. Une démarche plus générale consisterait à modéliser des réseaux hydrauliques d'architecture quelconque et d'optimiser l'horaire de l'ensemble des pompes présentes. Naturellement, la complexité d'une simulation hydraulique d'un réseau quelconque est plus élevée que dans le cas d'une installation simple. Dans ce contexte l'utilisation d'un simulateur hydraulique spécialisé (Epanet ou autre) semble inévitable. Une des tâches du projet flexWATTer consistant justement à développer un outil de modélisation pour le réseau Vivaqua, on pourrait donc imaginer l'utiliser dans une optique d'optimisation plus générale. Il est à noter que le choix d'un algorithme génétique est bien adapté à cette utilisation. Cette démarche, bien que plus complexe et probablement plus couteuse en temps de calcul vu le plus grand nombre de variables à traiter, pourrait permettre d'augmenter le potentiel de flexibilité du réseau en ajoutant des degrés de liberté pour l'algorithme d'optimisation.

Ensuite, l'optimisation de l'installation de Tailfer sur base des prix de l'année 2019 a permis d'obtenir un gain financier de 6-7% par rapport à la configuration de référence (soit un horaire de pompage non optimisé et un débit pompé constant sur la période) et ce, pour chacune des périodes de temps testées. Cependant la simulation se base sur une hypothèse forte : on impose un retour à l'état initial en fin de simulation pour garder un potentiel de flexibilité important sur la période suivante. Par définition, l'ajout de cette contrainte réduit les solutions possibles pour l'optimisation, ce qui peut se traduire par une diminution du potentiel de flexibilité de l'installation. Un test de la pertinence de l'implémentation de cette contrainte serait donc intéressant en relâchant les bornes imposées au systèmes en fin de simulation.

Une autre réserve à apporter est que la simulation se base sur des débits d'entrées et de sorties du système constants et égaux. Bien entendu, cela ne reflète pas la réalité où la demande en eau pour la consommation varie en fonction du temps. Une simulation faisant varier la demande et l'approvisionnement en eau du système sur base des données de Vivaqua serait plus réaliste. Cette fonctionnalité est possible dans le framework développé par l'ajout d'un pattern de demande au niveau des éléments jonctions du réseau.

Un autre résultat est que l'ajout de pompes supplémentaires n'a pas une influence importante sur la solution d'optimisation et sur le cout minimal de la consommation à l'exception des cas où les variations de prix sont très marquées sur des intervalles de temps plus courts.

Enfin, la diminution du pas de temps n'a pas démontré de réelle amélioration de la solution d'optimisation obtenue pour les cas testés. Elle a néanmoins permis de mettre en évidence l'impact du nombre de variables sur le temps de calcul et sur la convergence de l'algorithme d'optimisation. Cette diminution des performances de l'algorithme avec le nombre de variables peut être compensée par la modification des paramètres de l'algorithme (principalement le nombre d'itérations) mais cela se traduit par un temps de calcul plus important. En conséquence, une étude paramétrique des paramètres de l'algorithme d'optimisation génétique en fonction du nombre de variables à traiter serait un résultat

utile. Une autre option pour la réduction du temps de calcul est la réduction du nombre variables, ceci peut être effectué en augmentant le pas de temps utilisé pour la modélisation ou en faisant fonctionner les pompes par groupe (par exemple les pompes de même modèle).

References

- [1] Seyed Mohsen Sadatiyan Abkenar et al. “Evaluation of genetic algorithms using discrete and continuous methods for pump optimization of water distribution systems”. In: *Sustainable Computing: Informatics and Systems* 8.May 2016 (2015), pp. 18–23. ISSN: 22105379. DOI: 10 . 1016 / j . suscom . 2014 . 09 . 003. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.suscom.2014.09.003>.
- [2] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany. “A summary of demand response in electricity markets”. In: *Electric Power Systems Research* 78.11 (2008), pp. 1989–1996. ISSN: 03787796. DOI: 10 . 1016 / j . epsr . 2008 . 04 . 002.
- [3] *An Introduction to Genetic Algorithms | by Anh Dang | Towards Data Science*. URL: <https://towardsdatascience.com/an-introduction-to-genetic-algorithms-c07a81032547> (visited on 10/27/2021).
- [4] *Belgique | Ma COP21*. URL: <http://macop21.fr/contributions/belgique/> (visited on 10/08/2021).
- [5] L. J. Blinco et al. “Genetic algorithm optimization of operational costs and greenhouse gas emissions for water distribution systems”. In: *Procedia Engineering* 89 (2014), pp. 509–516. ISSN: 18777058. DOI: 10 . 1016 / j . proeng . 2014 . 11 . 246. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeng.2014.11.246>.
- [6] Gratien Bonvin et al. “A convex mathematical program for pump scheduling in a class of branched water networks”. In: *Applied Energy* 185 (2017), pp. 1702–1711. ISSN: 0306-2619. DOI: 10 . 1016 / j . apenergy . 2015 . 12 . 090. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.090>.
- [7] L M Brion and L W Mays. “Methodology for Optimal Operation of Pumping Stations in Water Distribution Systems”. In: *Journal of Hydraulic Engineering* 117.11 (1991), pp. 1551–1569.
- [8] Wanpeng Chen et al. “Genetic optimization toward operation of water intake-supply pump stations system”. In: *Journal of Cleaner Production* 279 (2021), p. 123573. ISSN: 09596526. DOI: 10 . 1016 / j . jclepro . 2020 . 123573. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123573>.
- [9] Electric Power Research Institute. “Electricity Use and Management in the Municipal Water Supply and Wastewater Industries”. In: (2013).
- [10] *Elia: Belgian’s Electricity System Operator*. URL: <https://www.elia.be/> (visited on 10/27/2021).
- [11] *EPANET 2.2 documentation*. URL: <https://epanet2.readthedocs.io/en/latest/index.html> (visited on 10/25/2021).
- [12] *Genetic Algorithms - Crossover*. URL: https://www.tutorialspoint.com/genetic_algorithms/genetic_algorithms_crossover.htm (visited on 10/27/2021).
- [13] *geneticalgorithm · PyPI*. URL: <https://pypi.org/project/geneticalgorithm/> (visited on 10/23/2021).
- [14] Hans Christian Gils. “Economic potential for future demand response in Germany – Modeling approach and case study”. In: *Applied Energy* 162 (Jan. 2016), pp. 401–415. ISSN: 0306-2619. DOI: 10 . 1016 / J . APENERGY . 2015 . 10 . 083.
- [15] *GitHub - rmsolgi/geneticalgorithm: Genetic Algorithm Package for Python*. URL: <https://github.com/rmsolgi/geneticalgorithm> (visited on 10/28/2021).

- [16] Sue Ellen Haupt, Antonello Pasini, and Caren Marzban. *Artificial intelligence methods in the environmental sciences*. January 2009. 2009, pp. 1–424. ISBN: 9781402091179. DOI: 10 . 1007 / 978 - 1 - 4020 - 9119 - 3.
- [17] *Hazen-Williams Coefficients*. URL: https://www.engineeringtoolbox.com/hazen-williams-coefficients-d_798.html (visited on 10/29/2021).
- [18] R Kernan et al. “Demand side management of an urban water supply using wholesale electricity price”. In: *Applied Energy* 189 (2017), pp. 395–402. ISSN: 0306-2619. DOI: 10 . 1016 / j . apenergy . 2016 . 12 . 082. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.082>.
- [19] Ka Leung Lam, Steven J. Kenway, and Paul A. Lant. “Energy use for water provision in cities”. In: *Journal of Cleaner Production* 143 (Feb. 2017), pp. 699–709. ISSN: 0959-6526. DOI: 10 . 1016 / J . JCLEPRO . 2016 . 12 . 056.
- [20] Yang Liu et al. “Optimization Framework to Assess the Demand Response Capacity of a Water Distribution System”. In: 146.8 (2020), pp. 1–13. DOI: 10 . 1061 / (ASCE) WR . 1943 - 5452 . 0001258.
- [21] Ookie Ma et al. “Demand Response for Ancillary Services”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4.4 (2013), pp. 1988–1995. DOI: 10 . 1109 / TSG . 2013 . 2258049.
- [22] *Marché de l'électricité - Energie Plus Le Site*. URL: <https://energieplus-lesite.be/theories/reseau-electrique9/marche-de-lelectricite/> (visited on 10/27/2021).
- [23] Angela Marchi, Angus R. Simpson, and Martin F. Lambert. “Pump Operation Optimization Using Rule-based Controls”. In: *Procedia Engineering* 186 (2017), pp. 210–217. ISSN: 18777058. DOI: 10 . 1016 / j . proeng . 2017 . 03 . 229. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeng.2017.03.229>.
- [24] R. Menke et al. “Extending the Envelope of Demand Response Provision though Variable Speed Pumps”. In: *Procedia Engineering* 186 (2017), pp. 584–591. ISSN: 18777058. DOI: 10 . 1016 / j . proeng . 2017 . 03 . 274. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeng.2017.03.274>.
- [25] Ruben Menke et al. “Demonstrating demand response from water distribution system through pump scheduling”. In: *Applied Energy* 170 (2016), pp. 377–387. ISSN: 03062619. DOI: 10 . 1016 / j . apenergy . 2016 . 02 . 136. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.136>.
- [26] Chouaib Mkireb et al. “Robust Optimization of Demand Response Power Bids for Drinking Water Systems”. In: *Applied Energy* 238. January (2019), pp. 1036–1047. ISSN: 03062619. DOI: 10 . 1016 / j . apenergy . 2019 . 01 . 124. URL: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.124>.
- [27] Mohsen Mosayebi and Manbir Sodhi. “Tuning genetic algorithm parameters using design of experiments”. In: *GECCO 2020 Companion - Proceedings of the 2020 Genetic and Evolutionary Computation Conference Companion* (2020), pp. 1937–1944. DOI: 10 . 1145 / 3377929 . 3398136.
- [28] Konstantinos Oikonomou, Masood Parvania, and Roohallah Khatami. “Optimal Demand Response Scheduling for Water Distribution Systems”. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 14.11 (2018), pp. 5112–5122. ISSN: 15513203. DOI: 10 . 1109 / TII . 2018 . 2801334.
- [29] Angus R. Simpson, Graeme C. Dandy, and Laurence J. Murphy. “Genetic Algorithms Compared to Other Techniques for Pipe Optimization”. In: *Journal of Water Resources Planning and Management* 120.4 (1994), pp. 423–443. ISSN: 0733-9496. DOI: 10 . 1061 / (asce) 0733 - 9496 (1994) 120 : 4 (423) .

- [30] V. L. Speight. “Impact of pipe roughness on pumping energy in complex distribution systems”. In: *Procedia Engineering* 70.October (2014), pp. 1575–1581. ISSN: 18777058. DOI: 10 . 1016 / j . proeng . 2014 . 02 . 174. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.proeng.2014.02.174>.
- [31] Adam Jacobus van Staden, Jiangfeng Zhang, and Xiaohua Xia. “A model predictive control strategy for load shifting in a water pumping scheme with maximum demand charges”. In: *Applied Energy* 88.12 (2011), pp. 4785–4794. ISSN: 03062619. DOI: 10 . 1016 / j . apenergy . 2011 . 06 . 054. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.06.054>.
- [32] Yuling Tang, Guilin Zheng, and Shirong Zhang. “Electrical Power and Energy Systems Optimal control approaches of pumping stations to achieve energy efficiency and load shifting”. In: *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 55 (2014), pp. 572–580. ISSN: 0142-0615. DOI: 10 . 1016 / j . ijepes . 2013 . 10 . 023. URL: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.10.023>.
- [33] *The Basics of Parallel Pump Control | Pumps Systems*. URL: <https://www.pumpsandsystems.com/basics-parallel-pump-control> (visited on 10/29/2021).
- [34] *The Bisection Method for root finding – x-engineer.org*. URL: <https://x-engineer.org/undergraduate-engineering/advanced-mathematics/numerical-methods/the-bisection-method-for-root-finding/> (visited on 10/29/2021).
- [35] *VIVAQUA*. URL: <https://www.vivaqua.be/fr/> (visited on 10/25/2021).
- [36] Özgür Yeniay. “Penalty function methods for constrained optimization with genetic algorithms”. In: *Mathematical and Computational Applications* 10.1 (2005), pp. 45–56. ISSN: 1300686X. DOI: 10 . 3390 / mca10010045.
- [37] Jakobus E. van Zyl, Dragan A. Savic, and Godfrey A. Walters. “Operational Optimization of Water Distribution Systems Using a Hybrid Genetic Algorithm”. In: *Journal of Water Resources Planning and Management* 130.2 (2004), pp. 160–170. ISSN: 0733-9496. DOI: 10 . 1061 / (asce)0733-9496(2004)130:2(160).

A Annexes

A.1 Courbes de performances des pompes de Tailfer

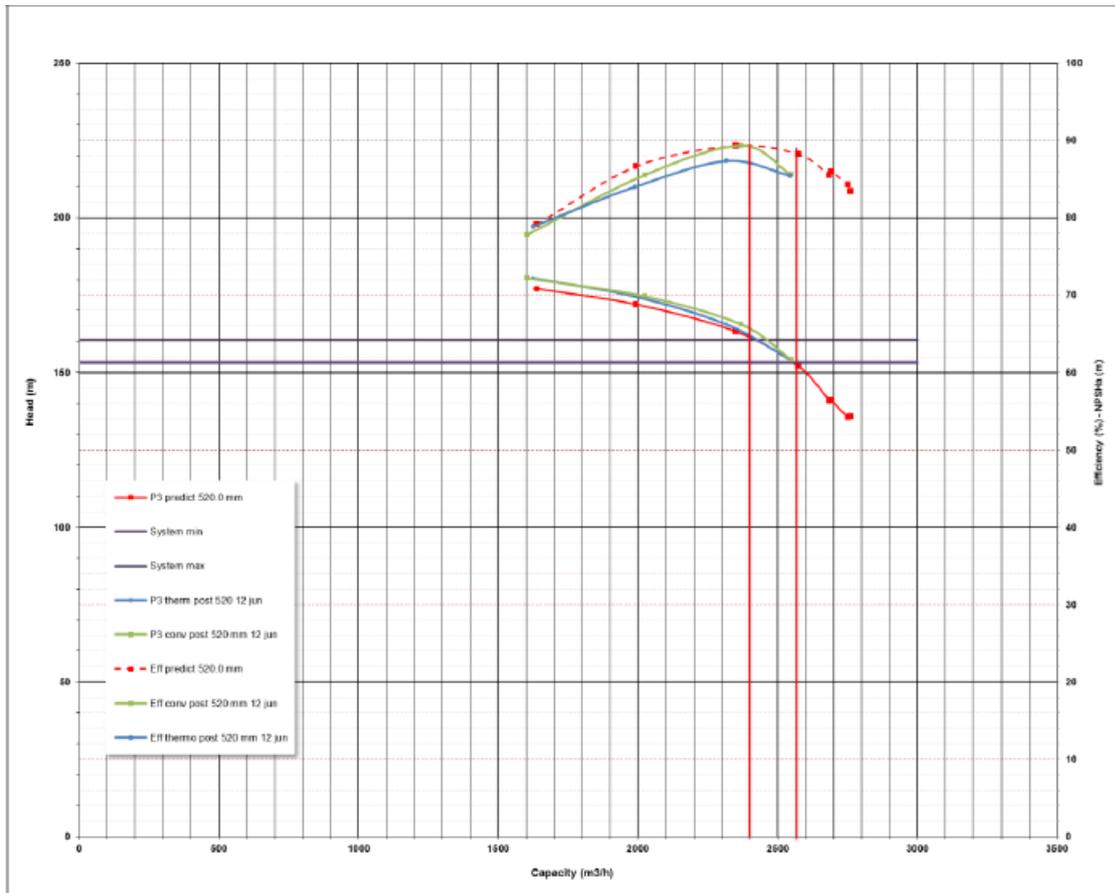


Figure 29: Courbe de performance des 2 premières pompes de Tailfer

A.2 Fichier de modélisation de l'installation de Tailfer

Options

duration	timestep	start clocktime
86400	3600	0

Tanks

name	elevation	initial level	minimum level	hauteur	diameter	maximum level	minimum level	level max fin	level min fin	location
tank_low	83.75	2.37	0	4.75	89.65	3.8	0.95	2.6	2.2	low
tank_up	231.8	2.75	0	5.5	106.4	4.4	1.1	3	2.5	up

Junctions

name	base demand	demand pattern	elevation
junc_start	-1.67		88.5
junc_end	1.67		230.7

Pipes

name	start node	end node	length	diameter [m]	roughness coefficient (Hazen-Williams) [-]
pip1	junc0	tank_up	3300	1.5966	120

Pumps

name	start node	end node	performance curve	efficiency curve	base speed	speed pattern	pump location
pump1	tank_low	junc0	curve_pump1	eff_pump1	1		tank_low
pump2	tank_low	junc0	curve_pump1	eff_pump1	1		tank_low
pump3	tank_low	junc0	curve_pump2	eff_pump2	1		tank_low

Reservoirs

name	base head
------	-----------

Pattern

name	data
------	------

Curve

name	type	data
curve_pump1	Head	0.4544
		0.5527
curve_pump2	Head	0.63448
		0.7327
eff_pump1	Efficiency	0.4544
		0.7543
eff_pump2	Efficiency	0.63448
		0.7543

A.3 Fichier de modélisation de l'installation en configuration B

Options

duration	timestep	start clocktime
86400	3600	0

Tanks

name	elevation	initial level	minimum level	hauteur	diameter	maximum level	minimum level	level max fin	level min fin	location
tank_low	183.75	2.37	0	4.75	89.65	3.8	0.95	2.6	2.2	low
tank_up	331.8	2.75	0	5.5	106.4	4.4	1.1	3	2.5	up

Junctions

name	base demand	demand	patte	elevation
junc_end	1.67			330.7

Pipes

name	start node	end node	length	diameter [m]	roughness coefficient (Hazen-Williams) [-]
pip1	junc0	tank_up	3300	1.5966	120
pip2	junc1	tank_low	3300	1.5966	120

Pumps

name	start node	end node	performance curve	efficiency curve	base speed	speed pattern	pump location
pump1	tank_low	junc0	curve_pump1	eff_pump1	1		tank_low
pump2	tank_low	junc0	curve_pump1	eff_pump1	1		tank_low
pump3	tank_low	junc0	curve_pump1	eff_pump1	1		tank_low
pump4	tank_low	junc0	curve_pump1	eff_pump1	1		res
pump5	tank_low	junc0	curve_pump1	eff_pump1	1		res
pump6	tank_low	junc0	curve_pump1	eff_pump1	1		res

Reservoirs

name	base head
res1	35.7

Pattern

name	data

Curve

name	type	data
curve_pump1	Head	0.4544 0.5527 0.6526 0.71584 0.74581 0.76745
		177.04 172.21 163.63 152.36 141.1 135.73
eff_pump1	Efficiency	0.4544 0.5527 0.6526 0.71584 0.74581 0.76745
		0.7543 0.8236 0.8501 0.8378 0.8134 0.793

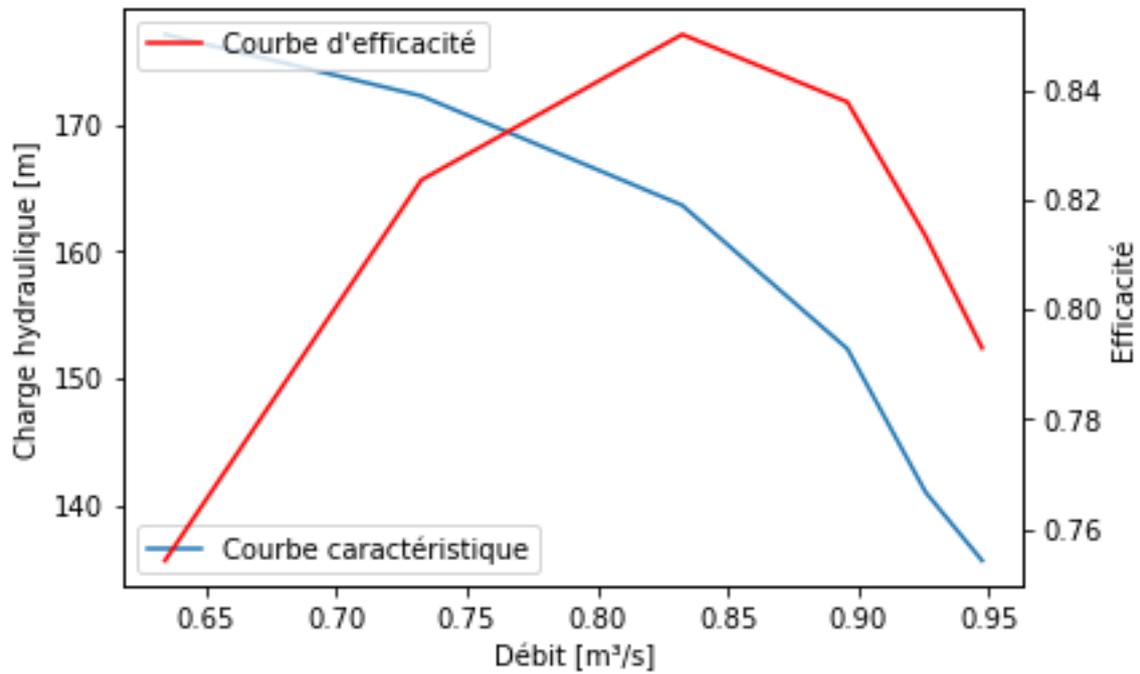


Figure 30: Courbe de performance et d'efficacité de la pompe n°3 de Tailfer

A.4 Courbes de résultats pour une optimisation de Tailfer sur une période d'une semaine

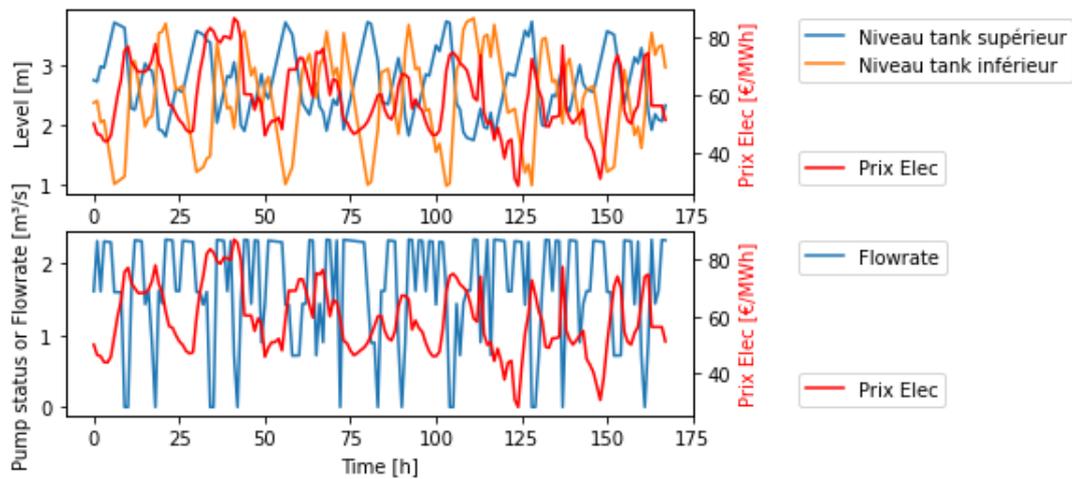


Figure 31: Solution optimale obtenue sur la période 01/03/19-07/03/2019

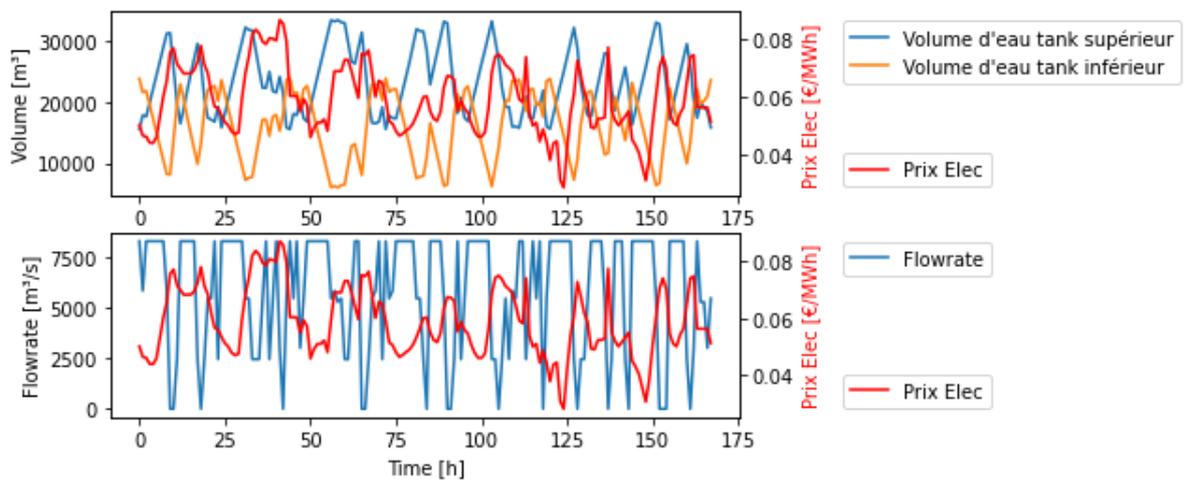


Figure 32: Solution de l'outil OptiReservoir sur la période 01/03/19-07/03/2019