UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES

STRATÉGIE GDA POUR AUGMENTER LA FIABILITÉ DES PASSAGES HYDRAULIQUES DES GROUPES TURBINE-ALTERNATEURS

MÉMOIRE PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE INDUSTRIEL

PAR
CECILIA LAZAR

NOVEMBRE 2021

Université du Québec à Trois-Rivières

Service de la bibliothèque

Avertissement

L'auteur de ce mémoire ou de cette thèse a autorisé l'Université du Québec à Trois-Rivières à diffuser, à des fins non lucratives, une copie de son mémoire ou de sa thèse.

Cette diffusion n'entraîne pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits de propriété intellectuelle, incluant le droit d'auteur, sur ce mémoire ou cette thèse. Notamment, la reproduction ou la publication de la totalité ou d'une partie importante de ce mémoire ou de cette thèse requiert son autorisation.

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À TROIS-RIVIÈRES
MAÎTRISE EN INGÉNIERIE - CONCENTRATION GÉNIE INDUSTRIEL
(M. Sc. A.)

Direction de recherche :

Georges Abdul-Nour, directeur de recherche, Ph.D. UQTR

Martin Gagnon, codirecteur de recherche, Ph.D. Hydro-Québec

Jury d'évaluation

Georges Abdul-Nour, Ph.D. UQTR

Dragan Komljenovic, Ph.D. Hydro-Québec

Martin Gagnon, Ph.D. Hydro-Québec

REMERCIEMENTS

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de ma démarche et qui m'ont aidée lors de la rédaction de ce mémoire.

Je voudrais dans un premier temps exprimer mon profond respect et remercier Monsieur Georges Abdul-Nour, Ph.D., mon directeur de recherche, Professeur titulaire de la chaire GDA à l'UQTR, pour m'avoir accompagné avec patience tout au long de ce projet, pour ses directives, pour ses conseils et encouragements.

Je tiens aussi, en guise de reconnaissance, à remercier mon codirecteur, Monsieur Martin Gagnon, Ph.D., chercheur à l'institut IREQ d'Hydro-Québec pour sa disponibilité, ses recommandations et surtout ses judicieux conseils, qui ont alimenté ma réflexion.

Je tiens à remercier tout spécialement Monsieur Dragan Komljenovic, Ph.D., chercheur chez IREQ et professeur à l'ETS qui fut le premier à me suggérer d'utiliser la méthode de l'analyse technico-économique pour rencontrer mes objectifs et par la suite à m'encourager dans les démarches. Je remercie également Monsieur Raynald Vaillancourt, M Ing., ingénieur expert pour Hydro-Québec et professeur à l'UQTR, ainsi que Monsieur François Gauthier, Ph.D., Professeur et Directeur du Département de génie industriel à l'UQTR de leurs précieux conseils et orientations.

Je remercie aussi les collaborateurs d'Hydro-Québec, les chercheurs et spécialistes d'IREQ qui m'ont aidé dans l'avancement de mes idées.

RÉSUMÉ

Un groupe hydroélectrique turbine-alternateur peut être conçu pour fournir une charge de base ou être utilisé en mode de pointe. Le fonctionnement en mode de pointe est plus exigeant et influencera non seulement l'alternateur et la turbine, mais également les passages hydrauliques. Cette demande vient surtout de la nécessité d'équilibrage des nouveaux producteurs basés sur les énergies renouvelables dont certaines sont moins flexibles et moins disponibles. Un groupe non conçu pour fonctionner en mode de pointe, mais utilisé pour une telle opération, peut nécessiter une maintenance supplémentaire qui influencera sa rentabilité en exploitation, mais aussi celle du réseau duquel il fait partie. Pour un groupe existant conçu pour la charge de base, mais soumis à l'exploitation de pointe, l'impact de l'augmentation des coûts de maintenance sur le résultat du projet et le prix de revient a été étudié. L'analyse technico-économique révèle qu'il existe un point critique au-delà duquel la charge supplémentaire rajoutée en réseau pour équilibrage rendra le fonctionnement en pointe non rentable. Les résultats indiquent que pour construire un portefeuille rentable, il est crucial de prendre une décision éclairée concernant le chargement additionnel d'un groupe hydroélectrique turbine-alternateur en lien avec la maintenance supplémentaire requise. Le présent travail propose un modèle mathématique pour trouver l'équilibre de rentabilité entre l'exploitation en pointe d'un groupe et l'effort de maintenance nécessaire pour assurer la fiabilité des équipements, incluant les passages hydrauliques.

TABLE DE MATIÈRE

RÉSUMÉ v
TABLE DE MATIÈRE vi
LISTE DES TABLEAUX vii
LISTE DES FIGURES viii
LISTE DES ACRONYMES ix
CHAPITRE 1 - INTRODUCTION 1
1.1 Problématique de recherche 4
1.2 Question de recherche 6
1.3 Objectif principal 8
CHAPITRE 2 - REVUE DE LITTÉRATURE 9
2.1 Introduction 9
2.2 Le besoin d'exploiter des GTA en production de pointe 11
2.3 Conséquences de l'exploitation en pointe 14
2.4 Atténuation des effets de l'exploitation en pointe - la maintenance 21
2.5 Méthodes de calcul technico économique 25
CHAPITRE 3 - MÉTHODOLOGIE 29
3.1 Variables 29
3.2 Modèle de recherche 31
3.3 Méthodologie de la recherche 36
3.4 Méthode d'analyse technico-économique 39
3.4.1 Données d'entrée pour l'analyse technico-économique 42
3.4.2 Modèle mathématique de la maintenance 43
3.5 Validation de la rentabilité par calcul bayésien 45
CHAPITRE 4 - RÉSULTATS 47
4.1 Vérification du modèle 47
4.2 Résultats de l'analyse du point critique 49
4.2.1 Scénario 1 – GTA normal en exploitation normale (sans surcharge) 49
4.2.2 Scénario 2 – GTA conçu pour la surcharge 51
4.2.3 Scénario 3 – GTA non conçu pour, mais exploité en surcharge 52
4.2.3.a) Analyse de sensibilité du point critique au prix de vente 56
4.2.3.b) Analyse de sensibilité au prix de production de référence 57
4.2.3.c) Analyse de sensibilité au pourcentage de maintenance 58
4.3 Résultats pour un calcul optimal d'un portfolio de producteurs 59
CHAPITRE 5 - DISCUSSIONS 62
CHAPITRE 6 - CONCLUSIONS 64
CHAPITRE 7 - RECOMMANDATIONS 66
RÉFÉRENCES 69
Appendice A Matrice de la Revue de littérature 72
Appendice B Hypothèses et paramètres du modèle mathématique 75
Appendice C Arbre de décision par calcul bayésien 79
Appendice D La méthode DELPHI 83
Appendice E Article publié à ESREL 2021 90

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Données d'entrée pour un GTA générique de 100 MW 42

Tableau 2 : Vérification du modèle à l'aide d'un GTA spécifique - étude de cas 48

Tableau 3 : GTA en exploitation normale - en charge de base 50

Tableau 4 : GTA conçu pour la surcharge - exploitation en surcharge 51

Tableau 5 : GTA en surcharge 53

Tableau 6 : Valeurs pour 100 MW GTA en surcharge 54

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Schéma d'une centrale hydroélectrique et composants PHYDR 2

Figure 2 : Diagramme Ishikawa 30

Figure 3 : Modèle de recherche 31

Figure 4 : Hypothèses sur les variables du Modèle de recherche 32

Figure 5 : Interrelations entre les variables indépendantes 32

Figure 6 : Liens entre les variables indépendantes 33

Figure 7 : Valeurs pour GTA non conçu pour pointe, mais utilisé en surcharge 54

Figure 8 : Point critique pour un GTA non conçu, mais utilisé en surcharge 55

Figure 9 : Analyse de sensibilité du prix de vente - augmentation 56

Figure 10 : Analyse de sensibilité du prix de vente - baisse 57

Figure 11 : Analyse de sensibilité pour le prix de production de référence 58

Figure 12 : Analyse de sensibilité pour le pourcentage de maintenance 59

Figure 13 : Prix de production d'un GTA en surcharge 60

Figure 14 : Calcul d'un portfolio optimal et du prix de production 61

LISTE DES ACRONYMES

ASME	American Society of Mechanical Engineers
CFD	Computational Fluid Dynamics
CO_2	bioxyde de carbone
Dea	Dépenses d'exploitation annuelles
Dma	Dépenses de maintenance annuelles
DM	Méthode Delphi
EMV	Valeur Monétaire Attendue
ESREL	European Safety and Reliability Conference
ETS	École de Technologie Supérieure (Montreal, Quebec)
GDA	Gestion des Actifs
GTA	Groupes Turbines-hydraulique Alternateur
HCF	High Cycle Fatigue
HQ	Hydro-Québec
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IREQ	Institut de Recherche d'Hydro-Québec
LCF	Low Cycle Fatigue
ME	Maintenance
MW	MegaWatt
OVL	bloc de surcharge
PC	Prix de production
PP	Panneaux Photovoltaïques
REF	Référence
RFP	Régulation en Fréquence-Puissance
TE	Turbines Éoliennes
Ti.j	case i,j dans le Tableau
TRAM	Taux de Rendement Acceptable Minimum
TSP	Taxes sur les Services Publics
UQTR	Université du Québec à Trois-Rivières
USD	United States Dollar
Vi	Variables indépendantes
VNA	Valeur Nette des Actifs

CHAPITRE 1 - INTRODUCTION

Un système électrique réunit dans un même réseau les installations de production d'énergie d'une part et les consommateurs d'autre part. Il existe des très grands réseaux, comme les réseaux nationaux, ainsi que de petits réseaux, des réseaux isolés par exemple. Selon la source d'énergie primaire utilisée, on peut avoir connecté différents types de fournisseurs d'énergie électrique, dont certains moins flexibles et moins disponibles ou encore aléatoires. Certains ont le défaut majeur d'avoir à la foi une disponibilité réduite et d'être inflexible, par exemple les Panneaux Photovoltaïques [PP par la suite dans le texte] ou les Turbines Éoliennes [TE] et nécessitent un équilibrage par un autre producteur flexible et disponible tel que les Groupes Turbines-hydraulique Alternateur [GTA] (Electrical Power Research Institute, 2016). Quant à la demande, les consommateurs d'aujourd'hui sont plus exigeants que ceux du moment où l'électricité est venue au monde avec davantage de fluctuation et sur une plage plus grande.

Un GTA est communément exploité pour injecter dans un réseau une puissance quasi constante afin de répondre à la demande et assurer la régulation de la fréquence (exploitation en énergie ou de base, « base load » en anglais). Il se peut parfois que le GTA soit sollicité à la fois pour équilibrer la production des autres fournisseurs (équilibrage ou régulation en fréquence-puissance [RFP]), compenser l'indisponibilité de la source d'énergie des producteurs alternatifs (faire du cyclage, « cycling » en anglais), ou encore régulariser les variations du réseau dues à la consommation (exploitation en puissance, production de pointe ou en heures de pointe, « peaking load » en anglais).

Pour la suite du mémoire, le terme de production en pointe sera utilisé pour définir l'exploitation en surcharge d'un GTA qui englobe tous ces aspects de sursollicitation.

En conclusion, l'évolution historique de tous les facteurs (producteurs, consommateurs, composition des réseaux) démontre une augmentation de la demande d'exploitation en régime de pointe avec le temps. Ce phénomène a un impact direct sur la fiabilité des composants du GTA, mais aussi sur le passage hydraulique [PHYDR par la suite dans le texte] (Adamkowski et al., 2010; March, 2017). Dans le GTA, un composant souvent négligé et qui est fortement sollicité par la production en pointe est le PHYDR composé des parois qui délimitent le trajet d'eau qui traverse la turbine. La Figure numéro 1 présente sur un schéma de centrale hydroélectrique les principaux composants du PHYDR.

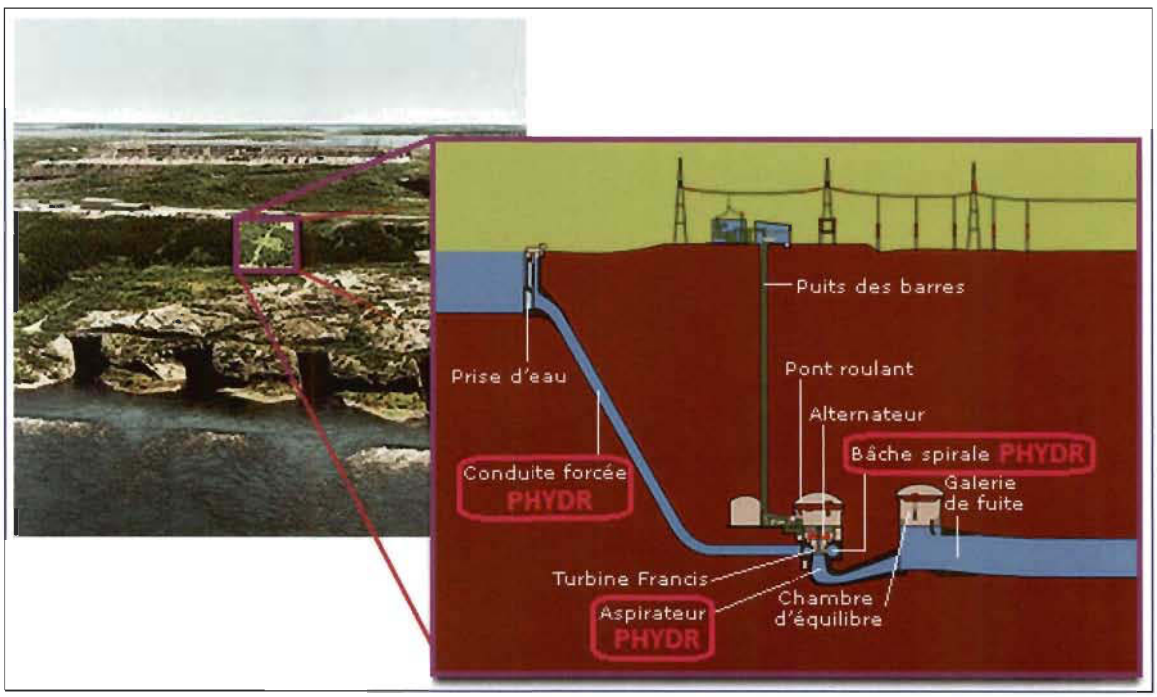

Fig.1 : Schéma type d'une centrale hydroélectrique et les composants PHYDR (image tirée du http://www.hydroquebec.com/comprendre/hydroelectricite/types-centrales)

Il est à noter que dans les actions relatives à la gestion des actifs [GDA par la suite dans le texte] des centrales hydroélectriques, l'attention a été concentrée de façon naturelle surtout sur les GTA, car ils ont des modes de défaillance visibles, des durées de vie plus faibles et le plus important : ils génèrent des revenus. En contrepartie, les PHYDR sont peu visibles, ont des durées vie beaucoup plus grande que la turbine ou l'alternateur et ne sont pas directement associés aux revenus. Alors, ces équipements sont souvent négligés et subissent des inspections sporadiques dont l'importance fait surface seulement en cas d'accident pour assurer la sécurité des installations (Nguyen et al., 2018).

Selon le cadre référentiel de la gestion des actifs, afin de permettre un plan d'affaire profitable il est important de comprendre et considérer le contexte d'opération, ainsi que le risque relié à la conjoncture technico-économique et d'élaborer en conséquence des stratégies à long terme. Le plan stratégique pour l'exploitation d'un réseau hydroélectrique se fait en fonction du cadre financier et du contexte d'affaires en considérant les revenus et les dépenses d'opération, y compris les frais de maintenance.

Comme contribution au processus décisionnel en gestion des actifs, le travail présent se propose d'analyser pour le régime de production en pointe l'influence des dépenses de maintenance du binôme GTA/PHYDR. Sur l'axe financier, la maintenance jouent un rôle important avec un impact direct sur la fiabilité, la durée de vie et la disponibilité de l'équipement. Sur l'axe de la sécurité opérationnelle, la maintenance intègre les mesures de mitigation et permet de contrôler les risques en exploitation.

La recherche vise à fournir des outils concrets pour la prise de décision afin de bâtir des portfolios stratégiques et rencontrer les objectifs d'affaires. Dans le centre des préoccupations se trouvent la planification des ressources existantes, l'élaboration des stratégies de réfection et l'optimisation du programme de maintenance.

L'analyse de la valeur nette présente pour différents scenarios considère les flux monétaires des revenus (ventes d'énergie et de puissance en pointe) et des dépenses (investissement de capital, réinvestissement, couts d'exploitation et de maintenance, redevances, etc) sur l'horizon de la durée de vie attendue. Une étude comparative sera en mesure de considérer les conditions existantes des GTA/PHYDR, les prévisions budgétaires, le contexte stratégique, les besoins du réseau et les objectifs. Par conséquent un processus de sélection des actifs, permettra d'orienter le choix du mode de production d'un GTA et d'élaborer des stratégies d'exploitation sur le cycle de vie des actifs.

1.1 Problématique de recherche

Pour répondre à la demande, certains GTA exploités autrefois en énergie « base load » se retrouvent de nos jours en charge partielle « intermedeiate load » ou même en régime de pointe « peaking » (Bråtveit et al., 2016). Conséquemment, pour les groupes opérés en pointe, les sollicitations reliées à ce mode d'exploitation ont augmenté de façon importante et les GTA, ainsi que les PHYDR, voient un chargement supplémentaire parfois plus important que considéré à la conception d'origine (Bureau of Reclamation, 1977; Gordon, 1978; Nicolet et al., 2010).

D'une part, l'opération en démarrages / arrêts des groupes hydroélectriques sur la demande du réseau est de plus en plus requise. Celle-ci est occasionnée premièrement par le marché des nouveaux types de production d'électricité qui demandent un lissage du réseau et deuxièmement par le profil des consommateurs qui est devenu très variable en matière de puissance et plus exigent au niveau de la fréquence. Lors des démarrages / arrêts, les PHYDR voient des sollicitations ponctuelles par coups de bélier (Wencheng et al., 2014).

Pour avoir une idée de l'ordre de grandeur de la sollicitation en production de pointe avec démarrages/arrêts fréquents, une estimation simpliste démontre que si un PHYDR a été conçu pour un démarrage/arrêt une fois aux 6 mois et qu'il est cyclé 2 fois par jour, alors il verrait une augmentation de 300 fois des sollicitations.

Également, la nécessité d'exploitation du GTA en charge partielle, ainsi que le voyage dans les zones transitoires lors des démarrages / arrêts fréquents, expose le PHYDR à des sollicitations additionnelles.

En conclusion, l'exploitation du GTA en production de pointe occasionne des sollicitations supplémentaires telles que : régulation du réseau, régimes transitoires [LCF : « Low Cycle Fatigue »], charges partielles [HCF : « High Cycle Fatigue »], arrêts/démarrages fréquents [LCF] et des sollicitations extrêmes par protections [LCF_{MAX}] (Adamkowski et al., 2010; Bakken et Bjørkvoll, 2002). Il est à noter que les efforts extrêmes par protection sont susceptibles de détériorer davantage le PHYDR que l'alternateur ou la turbine.

D'autre part, il n'y a pas d'évidence que la maintenance, surtout celle proactive, a été adaptée au nouveau mode d'exploitation. De façon générale, l'effort de maintenance lors de l'exploitation en régime de pointe devrait être augmenté afin de contrecarrer les sursollicitations. Plus particulièrement, la portion consacrée au PHYDR, surtout pour la composante préventive de la maintenance, devrait être plus importante, car le PHYDR présente un risque de défauts cachés qui peuvent avoir comme conséquence des accidents majeurs (Nguyen et al., 2018).

Dans ce contexte, l'équilibre sollicitations/maintenance est précaire et les conséquences sur la durée de vie ne sont pas connues. Il est possible de se retrouver avec un vieillissement prématuré, voir un risque de défaillance, surtout pour les vieilles installations, rendues parfois à 100 ans ou plus.

En parallèle avec la problématique qui concerne les composants du GTA, l'analyse proposée portera une attention particulière aux PHYDR qui sont souvent négligés et qui ne peuvent pas être remis à neuf aussi facilement que les autres composants du GTA, ce qui augmente le risque de défaillance à long-terme.

1.2 Question de recherche

Compte tenu de cette nouvelle réalité d'opération, il est important de savoir quel est l'impact du nouveau mode d'exploitation sur le plan d'affaire des GTA à travers la fiabilité (le vieillissement prématuré) et la sécurité (le risque de défaillance) des équipements.

Alors, la question principale qui se pose dans ce contexte d'opération de GTA est : « Comment adapter le programme de maintenance, afin d'augmenter la fiabilité et la durée de vie des actifs? ».

Pour répondre à la question principale de la recherche, quelques questions secondaires vont orienter les démarches, notamment :

- Quelle est la participation des GTA dans l'offre d'énergie et en production de pointe?
- Quelles sont les limites imposées par les critères de rentabilité du projet pour l'exploitation en régime de pointe d'un groupe non conçu pour un tel mode d'exploitation?

Particulièrement pour les PHYDR, afin de faciliter l'applicabilité des résultats et faire le lien entre la théorie et la pratique, les facteurs spécifiques de chaque projet sont à considérer :

- Pour les PHYDR :
    - Les critères de conception d'origine;
    - Les critères considérés pour la maintenance;
    - Les méthodes du suivi de la dégradation.
- Quel est le lien entre les sollicitations et les dégradations qui surviennent et par la suite, quelles sont les mesures correctives qui s'imposent?

1.3 Objectif principal

Dans ce contexte, l'objectif principal de la présente démarche sera de faire le lien entre l'augmentation des efforts causée par les sursollicitations en opération et la rentabilité en exploitation qui est impactée directement par la hausse de la maintenance associée. Il est important de connaître l'impact du nouveau mode de fonctionnement sur le plan d'affaires et d'adapter le programme de maintenance en conséquence.

Dépendamment des facteurs d'influence identifiés dans les conditions d'exploitation actuelles en surcharge, il sera possible de développer une stratégie GDA pour PHYDR en lien avec les GTA associés afin d'augmenter la fiabilité, la durée de vie et de contrôler les risques en exploitation.

Les objectifs secondaires seraient :

- Établir des pistes de surveillance pour PHYDR;
- Élaborer un encadrement multidisciplinaire pour PHYDR;
- Proposer des révisions aux critères de conception;
- Ajuster les demandes mentionnées dans les cahiers de charges.

Le concept considéré pour la présente étude est la disponibilité des PHYDR et la mesure de performance associée est la fiabilité des PHYDR.

L'exercice sera fait pour les groupes en production, ainsi que pour les projets à venir. La dimension temps sera considérée, en commencent avec le modèle théorique à la conception, ensuite la mise en service, l'exploitation sur la durée de vie sous conditions limite et pendant des enveniment extrêmes, la maintenance et la disposition.

CHAPITRE 2 - REVUE DE LITTÉRATURE

2.1 Introduction

La revue de littérature se propose de faire l'état des lieux des connaissances actuelles concernant la sursollicitation d'un GTA utilisé en production en pointe, de la maintenance associée à ce type d'exploitation et des outils de calcul qui peuvent être utilisés pour analyser la rentabilité d'un tel mode opératoire. Dans la littérature existent des références bien documentées sur l'analyse technico-économique, mais malheureusement l'aspect particulier de l'influence du mode opératoire d'un équipement sur la maintenance n'est pas pris en compte dans plusieurs des modèles proposés. Vu que nous n'avons pas trouvé dans la littérature scientifique de description d'un modèle ou d'une méthode adapté à notre problématique, nous avons utilisé l'information existante pour bâtir un modèle propre.

Le chapitre de la revue de littérature est séparé en quatre parties selon les points généraux d'intérêt du sujet. La première partie traite de l'importance et de l'augmentation du besoin de production en pointe dans les conditions d'exploitation actuelles des réseaux. La deuxième partie aborde les sollicitations occasionnées par l'exploitation en régime de pointe et les conséquences qui en résultent.

La troisième partie traite des mesures d'atténuation des effets dus à l'exploitation en régime de pointe, notamment de la maintenance qui s'impose. La dernière partie aborde les notions de base utilisées pour orienter la démarche du calcul technico-économique.

Les mots clefs utilisés pour la Revue de littérature ont été :

- Opération à la pointe / *peaking;*
- Opération flexible / *flexible opération;*
- Réseau électrique/ *electrical grid;*
- Maintenance / *maintenance;*
- Fiabilité / *reliability;*
- Conduite d'amenée/ *penstock;*
- Arrêt-démarrage de turbine/ *turbine start-stop.*

Les pistes d'exploration considérées pour la revue :

- Historique de la consommation et la composition du réseau;
- Historique de la participation des GTA dans la production d'énergie et du mode d'exploitation typique des GTA;
- Historique et analyse des critères de conception PHYDR et de la maintenance.

La revue de littérature a eu pour objectif principal d'identifier les variables indépendantes en lien avec la durée de vie des PHYDR retenue comme variable dépendante.

Une attention particulière a été portée aussi pour documenter le modèle mathématique afin de :

- Justifier les hypothèses principales;
- Estimer des valeurs et des paramètres;
- Établir les scénarios de base pour les analyses.

La revue de littérature a permis de synthétiser, sous la forme d'une matrice, les éléments principaux de chaque article avec une mise en évidence des objectifs, des hypothèses et surtout des variables indépendantes en lien avec la variable dépendante retenue, soit la fiabilité des PHYDR.

En utilisant un code de couleurs pour marquer les facteurs dans chaque article de la revue de littérature, il a été possible d'identifier facilement dans le texte les variables les plus présentes. Cet exercice a aidé à déterminer les variables qui impactent le cadre conceptuel de la recherche qui sera présenté par la suite.

La Matrice de la revue de littérature est présentée comme ***Appendice A*** et la liste des articles en référence se trouve à la fin du mémoire.

2.2 Le besoin d'exploiter des GTA en production de pointe

De nos jours, les demandes du marché sont très différentes de celles de la fin du 19^{e} siècle. Dans le passé, la consommation était essentiellement constante (grande industrie) avec une proportion relativement faible d'unités individuelles (petite consommation des ménages). Actuellement, la consommation devient de plus en plus imprévisible (industrie, transports, services) avec des demandes plus élevées des unités individuelles nécessitant plus d'équilibrage.

Les fournisseurs d'énergie moins flexibles et moins disponibles, comme les panneaux photovoltaïques ou les turbines éoliennes doivent être équilibrés par un fournisseur d'énergie flexible et disponible, surtout les GTA. Par conséquent, dans les

conditions d'exploitation actuelles des réseaux le besoin de production en pointe est en augmentation continuelle.

Les experts de l'École polytechnique fédérale de Lausanne ont analysé le comportement de centrales hydroélectriques et les phénomènes qui se manifestent pendant le processus de compensation avec des GTA (LMH, 2013). Afin de répondre à la demande, certains GTA qui étaient auparavant conçus pour fonctionner en charge de base, ont aujourd'hui de plus en plus besoin de fonctionner en charge partielle voir en mode pointe. Les efforts sont dirigés pour identifier une méthodologie considérant les conditions transitoires afin de mieux contrôler le comportement des centrales hydrauliques. Cependant, les cyclages, l'exploitation en régime de pointe et les démarrages / arrêts fréquents ne sont pas considérés, ce qui est une lacune de l'approche.

Une analyse détaillée du réseau hydroélectrique américain démontre que la demande d'énergie est en continuelle croissance et que le mode d'exploitation des GTA est de plus en plus sollicitant (Uría-Martínez et al., 2018). Le même constat se répète en Europe, où les tendances récentes du marché de l'énergie ont conduit à ce que l'on appelle les modèles de production « hydro-peak », qui augmentent la fréquence des situations de débit instable dans les conduites forcées. Le phénomène est encore plus présent en Norvège, où la moitié des PHYDR ont eu des réfections après la mise en service. Des études documentent les modèles de production « hydro-peaking » devenus de plus en plus fréquents et endommageant pour les PHYDR (Bråtveit et al., 2016).

Aux États-Unis, la solution pour mieux s'adapter aux phénomènes de demande en pointe d'énergie et à l'opération flexible serait le développement des petites centrales hydroélectriques. Ces petites centrales hydroélectriques seraient plus économiques, moins polluantes et pourraient pratiquement être soumises à n'importe quelle demande du réseau. (US Bureau of Reclamation, 2005). Dans la même lignée, il y aurait des avantages de l'utilisation des centrales hydroélectriques dans les réseaux actuels, conséquemment pour le bénéfice de l'équilibrage aussi. Les petites centrales hydroélectriques seraient les plus efficientes dans le marché actuel dû à une maintenance réduite et le potentiel d'établir rapidement la production d'énergie après une panne (Girma et al., 2019).

Selon le type d'opération demandée, un GTA peut être sollicité à la fois pour équilibrer les autres producteurs et réguler les variations du réseau dues aux consommateurs (LMH, 2013; Chengguo et al., 2018). Par conséquent, des GTA conçus pour opérer en charge de base se retrouvent exploités en charge partielle, voire en pointe (Ferrand, 1958).

En raison du changement de mode de fonctionnement, ces GTA peuvent voir des contraintes considérablement augmentées par rapport aux spécifications de conception. Il est important d'identifier les GTA sursollicités de cette manière afin d'optimiser leurs maintenances. La revue de littérature, des théories, des concepts ainsi que les opinions d'experts permettent de conclure que les GTA hydrauliques sont fortement sollicités pour équilibrer un réseau producteur mixte (nucléaire, solaire, éolienne, etc.), ainsi que pour niveler les pointes de consommation journalières (March, 2017).

Pour les producteurs d'énergie actuellement sur le marché, particulièrement pour ceux basés sur les énergies alternatives, il existe, centralisé sous forme de tableaux comparatifs, les principaux avantages et inconvénients. Comme critères, on y retrouve le coût de l'investissement initial, le prix de production, le nécessaire de terrain, les besoins en eau, les émissions CO_2, les déchets résultants et la disponibilité et la flexibilité de chaque technologie (Electrical Power Research Institute, 2016).

Les conséquences de ce changement opératoire, sur l'espérance de vie des GTA, sont encore inconnues (Codrington et al., 1982). Il y a de plus en plus des préoccupations de la part des services publics d'électricité concernant la durée de vie des composants des centrales hydroélectriques. Celles-ci sont utilisées pour stabiliser le réseau électrique et par conséquent sont soumises à des sollicitations par l'exploitation en régime de pointe en constante évolution (Nicolet et al., 2010).

2.3 Conséquences de l'exploitation en pointe

Au fil du temps, l'évolution historique de tous les facteurs (producteurs, consommateurs, composition du réseau) tend vers une demande plus élevée d'équilibrage et de pointe, donc une augmentation des sollicitations supplémentaires occasionnées par l'exploitation en régime de pointe (LMH, 2013; Girma et Rakesh, 2019). Le fonctionnement en production de pointe a un impact direct sur le GTA, mais aussi sur le PHYDR et entraîne des charges supplémentaires provenant des charges transitoires, du fonctionnement à charge partielle, arrêts/démarrages fréquents, des

charges extrêmes par protection, ou même par la régulation du réseau (Wencheng et al., 2014; Uría-Martínez et al., 2018). Concernant l'utilisation du mode opératoire flexible ou en régime de pointe, dans la littérature, il y a des recommandations de classifier l'impact sur la dégradation du PHYDR en facteurs de type « sollicitations » qui vont raccourcir la durée de vie et en facteurs de type « interventions » qui vont augmenter la durée de vie (March, 2017).

Les répercussions sur la durée de vie, si elles ne sont pas bien prises en compte, peuvent conduire à un vieillissement prématuré, voire à un risque de défaillance, notamment pour les installations anciennes, certaines centenaires ou plus. L'analyse proposée portera une attention particulière au PHYDR, qui est souvent négligé en termes de vieillissement. Il existe dans la littérature des exemples d'infrastructures pour des conduites d'amenée ayant plusieurs années d'exploitation ou qui sont exposées à des sollicitations dynamiques qui peuvent endommager le PHYDR drastiquement avec des conséquences irréversibles (Nguyen et al., 2018).

En raison des nouvelles conditions de fonctionnement requises par les réseaux actuels, les GTA sont soumis à des contraintes significativement accrues par rapport à leurs spécifications de conception (March, 2017). March fait un survol des connaissances afin de mettre en évidence et classer les principaux facteurs à considérer dans la dégradation accélérée des GTA et de l'infrastructure, y compris les PHYDR. Basé sur l'opinion des experts, il constate que l'opération en régime de pointe serait approximativement huit fois plus dommageable que l'opération de base. Il propose des modèles de comportement et des mesures qui s'imposent pour adapter l'équipement à la

demande. L'analyse d'un cas particulier des deux groupes d'une même centrale exploitée différemment révèle que 3 fois plus de démarrages/arrêts par jour diminueraient la durée de vie du PHYDR de 2.5 fois. Il serait nécessaire de réestimer la durée de vie des centrales Hydro en rapport avec la fatigue effective et d'utiliser les concepts de GDA afin de trouver une méthodologie qui considère les coûts effectifs et prédit la durée de la vie résiduelle des actifs.

Un survol des épreuves subies pendant 50 ans d'exploitation par une des premières conduites forcées, installées en France, fait ressortir que dès que les évènements accidentels ont commencé à se produire on s'est rendu compte des connaissances limitées des constructeurs et des exploitants concernant le domaine des conduites forcées (Ferrand, 1958). Bien souvent, le matériel utilisé était trop mince et les joints étaient réalisés avec des rivets. De ce fait, plusieurs accidents par explosion de la conduite forcée et des ruptures de la conduite ont été provoqués par de fréquents coups de bélier. Un autre phénomène dangereux identifié est le pompage provoqué par une succession d'augmentations de charge du groupe. Plus récemment, il a été constaté sans équivoque par les inspections d'une conduite forcée d'une longueur totale de 107 km, que la fréquence et le volume total des chutes de roches augmentent si un tunnel est soumis à des « hydro-peakings » (Bråtveit et al., 2016).

Sur le plan pratique, pour répondre aux inquiétudes par rapport aux sollicitations extrêmes des conduites forcées en acier, des critères de calcul pour des coefficients de sécurité, ainsi que des procédures de contrôle de la qualité sont énoncés (Gordon, 1978). Gordon recommande qu'en l'absence de règlements spécifiques pour calculer les

conduites forcées hydrauliques, les concepteurs doivent faire référence à des normes en vigueur et contribuer à l'évolution des propres normes. Il met l'emphase sur le fait que les ingénieurs doivent utiliser, dans le calcul des conduites forcées, les facteurs de stress qui subissent des coups de bélier d'urgence. Il préconise aussi le calcul des contraintes conformément à la théorie de l'énergie de déformation afin d'obtenir le niveau de stress combiné maximal dans tous les types de conduites forcées.

De nombreux modèles de calcul sont aussi proposés dans la littérature afin de considérer les effets de l'exploitation en régime de pointe. Les principaux composants des sollicitations sont identifiés et leur influence sur la dégradation des actifs est analysée par différents auteurs dont l'objectif final est de trouver des moyens d'atténuer les conséquences.

Au début de l'ère digitale, Codrington, Harrison, Pereira et Falvey (1982) proposent un modèle pour représenter les effets hydrauliques dans la turbine et dans PHYDR. Les modes vibratoires sont d'une importance majeure dans l'ensemble des interactions turbine / alternateur / PHYDR. L'alternateur a un rôle important dans la vibration du groupe et fait l'hypothèse que le système d'excitation de l'alternateur pourrait être utilisé pour atténuer / modifier les fréquences de vibration du PHYDR. Cette modélisation mathématique pourrait être appliquée dans n'importe quel niveau de détail souhaité pour analyser et pour anticiper le comportement d'un groupe hydro-électrique et les systèmes associés, y compris le PHYDR. Afin d'avoir une conception adaptée, il serait important de considérer les sollicitations importantes des PHYDR en charge partielle, dont les pulsations de pression de la conduite forcée et dans le tube aspirateur, ainsi que la

résonance entre les fréquences dans le tube aspirateur et celles de la conduite forcée ou de la partie tournante.

Dans le contexte énergétique présent, redevient d'actualité l'importance de connaître l'impact du nouveau mode d'exploitation, y compris les démarrages/arrêts, sur le plan d'affaires des GTA. Bakken et Bjørkvoll (2002) proposent un modèle mathématique pour calculer la rentabilité de mise en réseau d'un GTA. Le modèle fait l'hypothèse qu'une séquence de démarrage/arrêt équivaut à un certain nombre d'heures d'exploitation normale, donc elle génère des coûts additionnels pour maintenir l'exploitabilité et de plus réduit la vie utile. Par exemple, pour l'alternateur un démarrage/arrêt équivaudrait de 15 à 50 heures (Bakken et Bjørkvoll, 2002, p. 1523). L'équivalence dépend du type d'équipement et de son âge. Le modèle utilise une fonction quadratique pour les revenus et exponentielle pour les coûts. Les coûts directs des démarrages/arrêts considérés sont : d'exploitation (pertes d'eau, main d'œuvre supplémentaire surtout pour les refus de démarrage, usure prématurée des équipements hydrauliques, mécaniques, alternateur), de maintenance et monitoring, de maintenance corrective et de perte de production pour la maintenance. Les coûts indirects/cumulatifs sont engendrés par l'effet sur la durée de vie restante, la perte de production, la perte de rendement et la gestion non optimale de l'eau. Dépendamment si le démarrage/arrêt se fait sur un nouveau groupe ou encore sur un groupe en fin de vie, le modèle estime un coût d'opération de 247.5 USD, respectivement 33.5 USD (Bakken et Bjørkvoll, 2002, p. 1525). L'optimisation de la balance des revenues versus la fréquence des démarrages/arrêts est en lien avec la durée de vie utile, avec une grande et fréquente

modification de la charge du GTA pour considérer la variation importante des prix durant la journée (marché de régulation). Si des groupes sont réfectionnés pour améliorer la performance des PHYDR, les coûts des démarrages/arrêts deviennent négligeables. Si les coûts habituels de la maintenance sont élevés, les coûts réels des démarrages/arrêts sont difficilement séparables. Peu d'études regardent la durée de vie restante du GTA en lien avec l'augmentation des sollicitations et par conséquent de la maintenance supplémentaire requise. À ce stade, le modèle ignore les aspects relatifs à la fiabilité, une modélisation de la fiabilité devrait être considérée à l'avenir, par exemple en remplaçant la durée jusqu'à la réfection par la durée utile / en service (une distribution Weibull).

Dans les circonstances où l'effet des sursollicitations est peu connu et les conséquences sur l'espérance de vie des GTA demeurent incertaines, Adamkowski, Lewandowski et Lewandowski (2010) proposent un modèle basé sur la théorie de la croissance des fissures pour évaluer la durée de vie restante des conduites forcées en acier. Ils font l'hypothèse que le type de mode opératoire, le type de régime transitoire, leur fréquence et leur variabilité, ont un impact majeur sur la durée de vie de PHYDR et que les cycles de remplissage et vidange des conduites forcées occasionnent les plus grandes sollicitations. Le modèle donne un mode optimal d'opération à utiliser pour diminuer les charges qui s'exercent sur PHYDR, afin de prolonger sa durée de vie. Ce modèle serait utile pour planifier les dépenses, pour l'amélioration de l'exploitation et pour gérer le remplacement des composants critiques du GTA.

Toujours sur le plan d'investigation théorique des modes opératoires extrêmes, Nicolet, Berthod, Ruchonnet et Avellan (2010) abordent le sujet de la fatigue du PHYDR occasionnée par l'exploitation du GTA en réglage secondaire du réseau (compensation des déviations en voltage et fréquence). Ils font l'analyse des composants de la centrale électrique, incluant PHYDR en utilisant un programme de simulation en créant des événements hydrauliques pour effectuer une analyse de la fatigue. Ils concluent d'une part que l'effet dominant en fatigue est donné par les fréquences naturelles et l'amplitude de la variation de pression au long de la conduite forcée et d'une autre part, que la teneur énergétique des oscillations de masse est élevée pour les fréquences basses, en particulier dans la partie supérieure de la conduite forcée où la pression statique est généralement assez faible.

Ultérieurement, Wencheng, Jiandong, Jieping et Yi (2014) proposent une méthode pour modéliser le phénomène d'inertie de l'eau et la perte de charge dans la conduite forcée lors du contrôle du GTA par le régulateur de vitesse. Les sollicitations hydrauliques supplémentaires engendrées empêchent le bon fonctionnement du GTA et dans certains cas, des défaillances majeures des PHYDR. Des actions s'imposent pour diminuer les transitoires et le phénomène de coup de bélier en régulation du GTA sur le réseau, afin d'atténuer les conséquences de ce mode opératoire surtout sur le PHYDR.

Plus récemment, Gagnon, Thibault et Blain (2018) développent un modèle mathématique pour étudier la fiabilité en fatigue lors des démarrages. Ils considèrent l'effet cumulatif dans le temps et introduisent la notion de valeur monétaire attendue (EMV) comme produit de la probabilité de défaillance avec la perte monétaire associée,

valeur qui conduirait vers le protocole le plus approprié. La fiabilité en fatigue serait influencée en exploitation surtout par les HCF ayant une fréquence élevée et une amplitude basse, tandis qu'aux arrêts et démarrages par les LCF d'une fréquence basse, mais d'une amplitude élevée. Une validation expérimentale du modèle proposé est faite par des études de cas en quantifiant l'EMV selon les données obtenues lors des essais dans les centrales d'Hydro-Québec. L'étude de l'EMV révèle des variations importantes d'une conception à l'autre, ainsi que d'un mode de démarrage à l'autre.

2.4 Atténuation des effets de l'exploitation en pointe - la maintenance

À la lumière des conséquences de l'exploitation en régime de pointe révélées dans le chapitre précèdent, des mesures d'atténuation s'imposent notamment pour améliorer la conception et adapter les actions de maintenance appropriées afin de contrecarrer les effets indésirables (Uría-Martínez et al., 2018).

Les événements importants survenus au fil des années dans les centrales hydroélectriques ont contribué à l'évolution de la conception et à l'exploitation des nouvelles conduites. Des préoccupations sont apparues surtout à la suite des premiers accidents survenus sur les PHYDR. Des mesures ont été prises pour prévenir et corriger les accidents à l'époque : l'assemblage des segments de conduite par le perçage à la mèche au lieu du poinçonnage pour les trous des rivets et plus tard l'utilisation de la soudure. Les conduites forcées ont été munies de manomètres enregistreurs et des essais hydrostatiques au double de la pression maximale ont été demandés aux constructeurs

(Ferrand G., 1958).

Pour la plupart, les efforts de maintenance dus à l'exploitation en régime de pointe seront accrus pour contrer l'effet des surcharges. Compte tenu de la nouvelle réalité opérationnelle, il est important de connaître l'impact de ce nouveau mode de fonctionnement sur le plan d'affaires de GTA. Une fois les facteurs d'influence identifiés, une stratégie de gestion des actifs pour PHYDR peut être développée en fonction du fonctionnement GTA associé afin d'optimiser la maintenance, gérer les risques et maîtriser le cycle de vie des équipements (Adamkowski et al., 2010).

Le vieillissement accéléré des équipements se traduit par un besoin accru en maintenance qui doit être identifié et défini par une cueillette d'information sur la dégradation, par modélisation en éléments finis et simulations CFD et par une analyse de la fatigue. Par la suite, le producteur doit appliquer des mesures d'atténuation par inspections de maintenance, utilisation des modèles de maintenance, monitoring de la pression bâche / conduite forcée / tube aspirateur, maintenance corrective, réparations des dégâts imprévus (March, 2017). Les inspections externes, aussi bien qu'internes des PHYDR doivent être faites de façon périodique afin de prévenir l'endommagement de l'infrastructure hydroélectrique, d'orienter l'entretien périodique et d'anticiper une avarie, des inspections et une maintenance soutenue s'imposent. Des méthodes révolutionnaires, facilitées par les nouvelles technologies, peuvent aider beaucoup dans ces démarches. De nos jours, des inspections internes des conduites sont possibles par imagerie effectuée avec des drones (Nguyen et al., 2018).

Les recherches faites sur l'impact de l'exploitation en régime de pointe du GTA sur le PHYDR créent les prémisses pour établir des stratégies de maintenance en fonction du nombre des démarrages/arrêts, afin d'augmenter la fiabilité et la durée de vie des équipements (Bakken et Bjørkvoll, 2002; Gagnon et al., 2018).

En utilisant le modèle qui met en balance les revenus et les coûts des démarrages/arrêts, Bakken et Bjørkvoll (2002) calculent pour un cas d'étude le nombre optimal des démarrages/arrêts de 614 par année [ce qui équivaudrait à 2.5 / jour considérant un service de 240 jours sur l'année] et la durée de vie résultante de 49 ans. Si seulement 415 démarrages/arrêts par année [1.7 / jour] sont effectués dans la deuxième partie du cycle de vie, celui-ci augmenterait de 26 %. Si, sur le même intervalle, les démarrages/arrêts sont réduits encore plus, à 321 par année [1.3 / jour], la durée de vie augmenterait de 39 % (Bakken et Bjørkvoll, 2002, Exemple II, p. 1526). En conclusion, les coûts des démarrages/arrêts sont directement proportionnels avec le nombre des démarrages/arrêts et augmentent avec l'âge du groupe. Avec l'augmentation de l'âge du GTA les démarrages/arrêts doivent être réduits afin de maximiser les revenus.

Toujours concernant les séquences de démarrages/arrêts, le modèle proposé par Gagnon, Thibault et Blain (2018) se donne l'objectif de minimiser la probabilité de fissuration par fatigue par la mise en place des protocoles de démarrages/arrêts optimisés. Par l'application des différents protocoles de démarrage permettant la réduction de l'amplitude des sollicitations LCF (proportionnelle à la déformation), une diminution du stress généré est constatée soit de 43 % dans un premier cas et de 60 %

dans un deuxième (Gagnon et al., 2018, estimations calculées sur les déformations présentées dans les graphiques de la Figure numéro 3, p. 5). Ces diminutions de l'effort se traduisent dans une fiabilité plus élevée de l'équipement.

D'autres recherches proposent un modèle mathématique pour niveler les pics de consommation du réseau. Cette action permettrait de diminuer les sollicitations, de réduire les coûts de maintenance et d'améliorer l'exploitation des centrales hydroélectriques (Chengguo et al., 2018).

Les critères de conception des équipements influencent aussi le besoin de maintenance et contribuent à l'atténuation des effets dus à la production en pointe. Aux États-Unis, en plein essor de l'hydroélectricité, le Bureau of Reclamation a listé les recommandations pour la conception et la construction de PHYDR en acier soudé. L'attention est attirée sur le fait que les PHYDR doivent être aussi efficaces sur le plan hydraulique que sur la capacité de résister aux sollicitations générées par la hauteur de la colonne d'eau. La conclusion de base est que, face aux facteurs qui influencent l'exploitation en régime anormal d'une hydrocentrale, l'attention doit se concentrer sur les PHYDR construites en acier soudé, qui doivent être conçues en accord avec le Code ASME Section VIII. Pareillement, dans le but de protéger les PHYDR, des activités de maintenance périodique, conditionnelle et corrective s'imposent ainsi que des mesures sécuritaires spécifiques afin de prévenir les défaillances qui entraîneraient des pertes de vies et de biens (United States Department of the Interior, 1977). De façon générale, il est essentiel de respecter les critères de conception, ainsi que les hypothèses de base pour la construction des PHYDR et d'arrimer en tout temps cette activité de conception

avec les nouvelles lois requises (United States Department of the Interior, 2005).

Sur un autre plan, la littérature scientifique est très déficitaire sur les méthodes ou les modèles de calcul appliqués faisant le lien entre l'exploitation en pointe d'un GTA et l'augmentation de la maintenance exigée pour assurer la fiabilité et garantir la durée de vie du PHYDR dans les nouvelles circonstances. Ce manque d'information nous a conduits à l'élaboration d'un modèle mathématique propre reliant la demande d'un réseau pour la production en pointe et les coûts de la maintenance associés.

Quelques informations disponibles ont été utilisées, surtout pour les hypothèses de base et les valeurs des paramètres technico-économiques. Entre autres, dans le modèle se trouvent des valeurs financières obtenues en 2019 pour différentes catégories de dépenses et revenus d'Hydro-Québec (Hydro-Québec, 2020), divers coûts rencontrés dans le marché des énergies renouvelables (International Renewable Energy Agency, 2018), coûts et les revenus pratiqués sur le marché des énergies (US Energy Information Administration, 2003).

2.5 Méthodes de calcul technico économique

Dans la littérature existent de nombreuses références concernant les analyses technico-économiques, le calcul de rentabilité des projets et des études d'efficacité des solutions. Les notions et les approches sont traitées de façon générale, alors que chaque domaine particularise les démarches et adopte les meilleures stratégies.

Dans un ouvrage de référence dans le domaine Garceau, Abdul-Nour, Gharbi et Lakshmanan (1996) présentent plusieurs méthodes d'analyse de rentabilité des projets d'ingénierie. L'Intérêt et relations argent-temps, le choix entre plusieurs investissements, la dépréciation économique et l'amortissement fiscal, l'étude de remplacement d'équipement et le risque et l'incertitude de l'investissement sont décrites aussi. Autre que des notions et principes de base, le livre introduit des aspects pratiques concernant le rapport coût-efficacité pour les projets de développement industriel. La dimension économique dans la gestion de projets.

Blank, Tarquin et Iverson, (2013) formulent les principes et les méthodes d'application de l'analyse économique dans l'ingénierie. Ce livre est utilisé comme manuel dans l'enseignement et se trouve à être un ouvrage de référence pour les calculs de base des analyses économiques pour les projets d'ingénierie. L'approche pratique adoptée par les auteurs permet l'apprentissage, la compréhension et l'application des principes et des techniques afin de prendre des décisions efficaces. Les éléments microéconomiques de l'analyse des solutions de remplacement, des techniques d'optimisation de la programmation linéaire, de la théorie de la décision et des simulations combinés avec des notions macroéconomiques de l'impôt, des taxes, de l'amortissement, des taux d'inflation et d'intérêt, de même que des politiques monétaires, fournissent les arguments nécessaires aux analyses économiques, de projets ou des coûts en ingénierie.

L'ouvrage, présentant les thèmes de l'économie de l'ingénieur, est structuré sur quatre niveaux de complexité : (1) les notions base de l'analyse technico-économique

dans le calcul (flux monétaire, rendement, fiscalité, impôts, facteurs temps et taux d'intérêt); (2) les techniques d'analyse pour comparer des solutions possibles (valeur actualisée, annuité équivalente, taux de rendement); (3) la prise de décision (études de remplacement/conservation, évaluation des immobilisations, solutions indépendantes, analyse du point mort d'un projet); (4) analyses et études approfondies dans le domaine (inflation, répercussions fiscales de la prise de décisions, estimations des coûts, comptabilité par activités, analyses de sensibilité et du risque à l'aide de simulations). Le livre comprend aussi des renseignements supplémentaires : exemples de calcul à l'appui, exercices et problèmes pratiques, des tables, des solutions manuelles et par ordinateur, des formules et des diagrammes de flux monétaire.

Dans un autre livre de référence, Riggs (1996) fournit une base approfondie en comptabilité et en finance, ainsi que des techniques d'analyse du domaine. L'objectif de l'ouvrage est d'aider les professionnels à prendre les meilleures décisions financières dans le contexte de travail. Les notions sur l'analyse financière et économique pour l'ingénierie, ainsi que sur la gestion de la technologie, alimentent la réflexion sur les problèmes comptables et financiers et facilitent la prise de décision éclairée au profit d'une entreprise. Le livre aborde les thèmes des marchés financiers et de la finance d'entreprise, y compris l'analyse des investissements en capital et la comptabilité de gestion et des coûts. De nombreuses études de cas réels, des problèmes et des exemples détaillés contribuent à la compréhension et à l'approfondissement des notions.

Les notes de cours de Komljenovic (2020) s'avèrent très utiles pour faire l'analyse de faisabilité des projets dans l'industrie. Les éléments présentés donnent une vision

d'ensemble et permettent un abord scientifique et structuré de la problématique. Les renseignements donnés facilitent l'application spécifique des notions de l'économique d'ingénierie au Canada et plus particulièrement au Québec.

Sharfuddin (2014) aborde dans un article la problématique de la prise de décision dans l'économique d'ingénierie. Il fait une revue des principaux outils utilisés dans le domaine : diagramme de flux de trésorerie, la valeur temporelle de l'argent et le potentiel de gain réel, les ratios financiers, l'immobilisation et les méthodes d'amortissement, le taux de rendement interne, l'analyse de sensibilité par le diagramme d'araignée, l'analyse de rentabilité (« breakeven analysis ») avec la variante graphique pour le seuil de rentabilité (« break even chart » ou « break-even point »). Les outils énumérés sont appliqués ensuite à une étude de cas réelle dans l'industrie minière du cuivre. Suite à son analyse, l'auteur conclut que chaque outil financier a son importance, mais dans un environnement de travail réel nous devrions utiliser les avantages de chacun d'eux afin d'opter pour la meilleure solution. De plus, dans certains cas, certaines méthodes d'analyse pourraient renverser le résultat des autres. Donc la clé pour sélectionner la meilleure alternative est de faire des études comparatives des solutions utilisant les vraies données rencontrées dans la réalité de chaque projet.

CHAPITRE 3 - MÉTHODOLOGIE

3.1 Variables

La **Variable dépendante** retenue a été la Fiabilité des PHYDR.

Deux types de facteurs d'influence sur la fiabilité sont identifiés : d'une part les sollicitations et de l'autre les activités de maintenance :

(–) Sollicitations supplémentaires, ayant pour effet la diminution de la Fiabilité.

(+) Maintenance additionnelle, qui remonte la Fiabilité par les interventions qui contrecarrent les conséquences des sollicitations supplémentaires.

Suite à l'analyse de la revue de littérature présentée dans la matrice, 7 facteurs ayant un impact sur la Fiabilité des PHYDR ont été retenus pour la suite. Ces variables seront donc les **Variables indépendantes** à l'étude :

(–) Vi de type **SOLICITATIONS**

Vi 1 = cycling, peacking, A/D fréquents (exploitation en puissance)

Mentionnée par les auteurs de 9 articles

Vi 2 = exploitation en charge partielle (transitoires)

Mentionnée par les auteurs de 12 articles

Vi 3 = envenimements occasionnels (délestages, vidanges)

Mentionnée par les auteurs de 6 articles

Vi 4 = critères de conception (surpression vs Pression admissible actualisée)

Mentionnée par les auteurs de 14 articles

(+) Vi de type **INTERVENTIONS**

Vi 5 = maintenance périodique (inspections)

Mentionnée par les auteurs de 4 articles

Vi 6 = maintenance conditionnelle (suivi, mises à jour)

Mentionnée par les auteurs de 6 articles

Vi 7 = maintenance corrective (réparations des défaillances)

Mentionnée par les auteurs de 3 articles

La Figure numéro 2 présente le diagramme Ishikawa qui met en évidence le regroupement de facteurs.

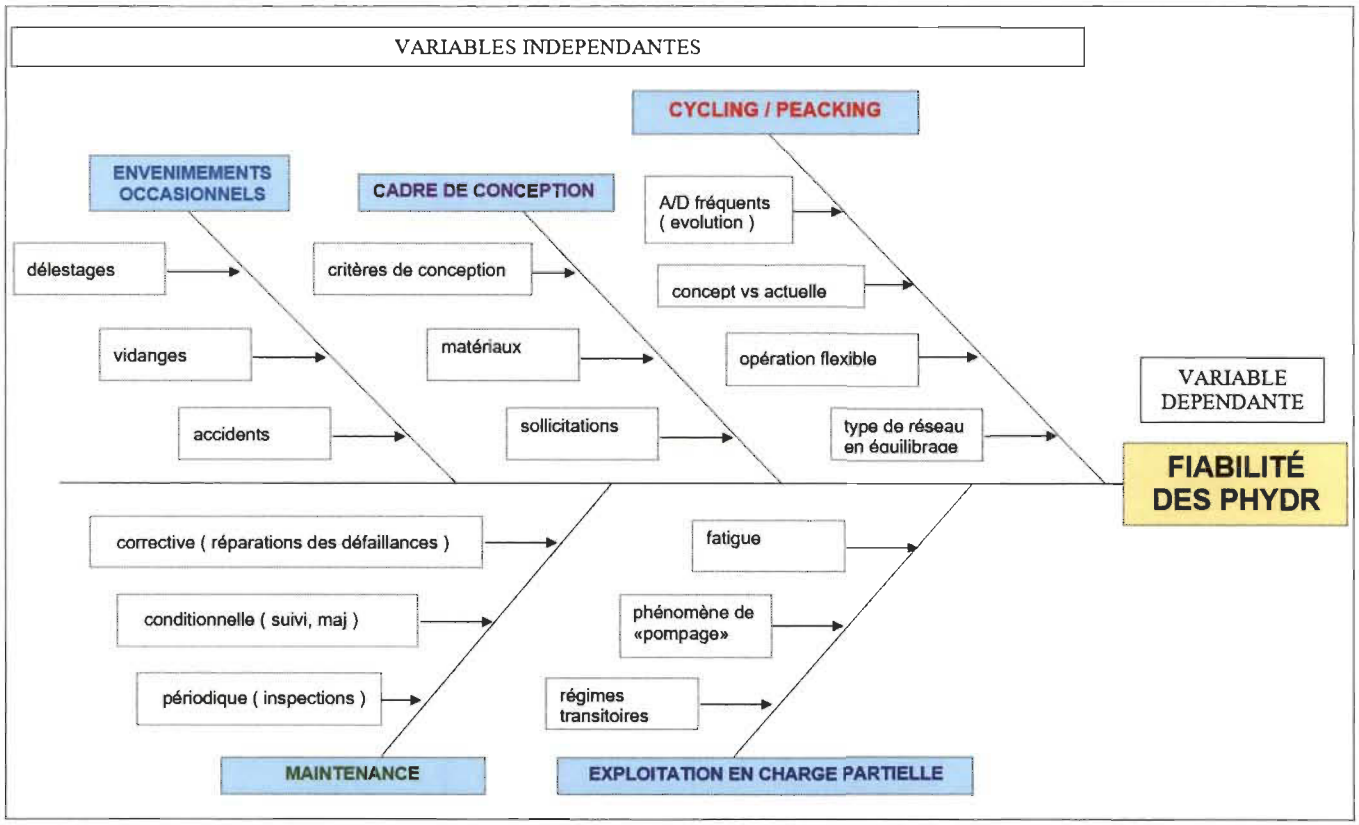

Fig.2 : Diagramme Ishikawa

3.2 Modèle de recherche

Le modèle de recherche est présenté dans la Figure numéro 3 et les hypothèses qui relient chacune des variables indépendantes avec la variable dépendent sont ensuite détaillées dans la Figure numéro 4. L'ordre de numérotation des variables et des hypothèses n'est pas relié à l'ordre d'importance des impacts sur la variable dépendante.

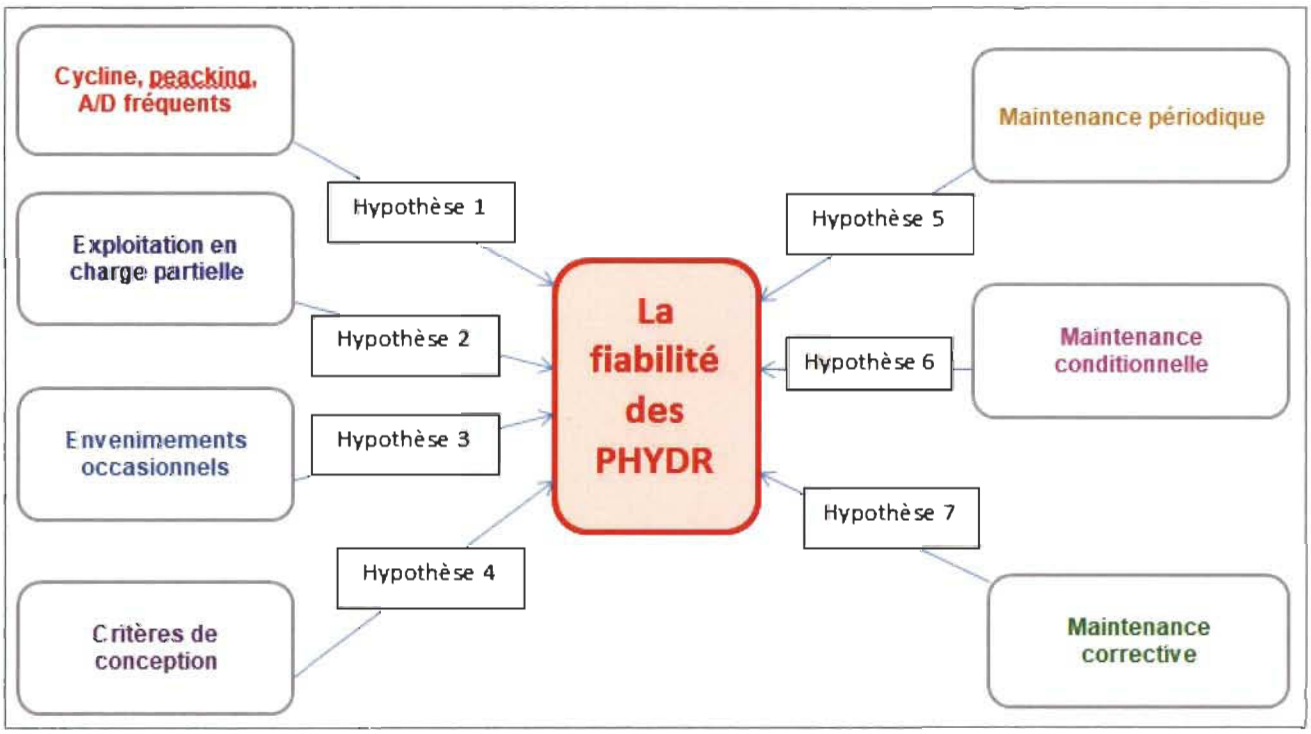

Fig.3 : Modèle de recherche

Fig.4 : Hypothèses sur les variables du Modèle de recherche

La recherche validera l'impact des variables indépendantes sur la variable dépendante et déterminera les interrelations entre les variables indépendantes. Les détails des variables indépendantes sont illustrés dans les Figures numéro 5 et 6.

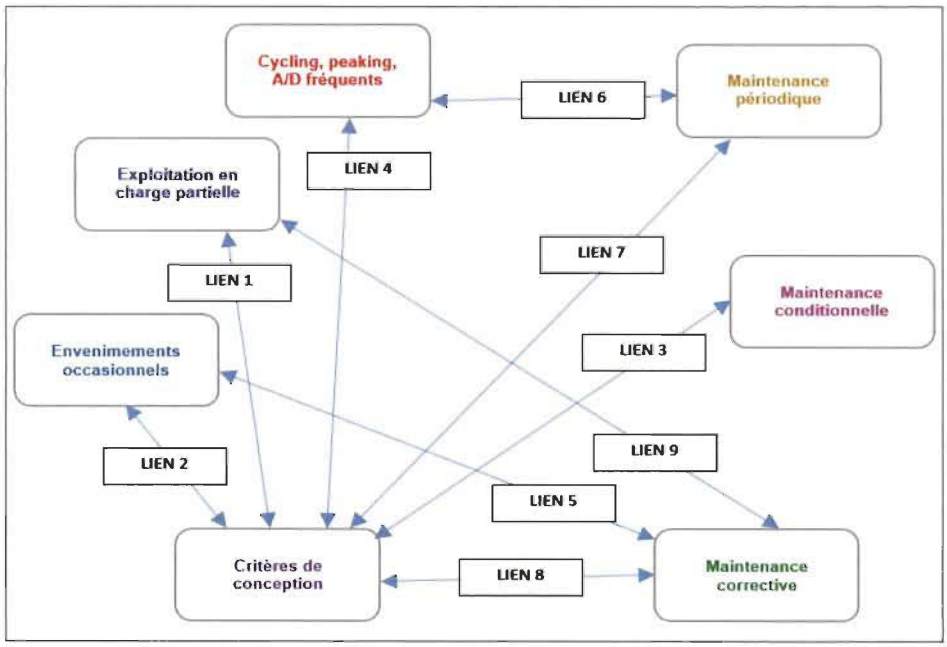

Fig.5 : Interrelations entre les variables indépendantes

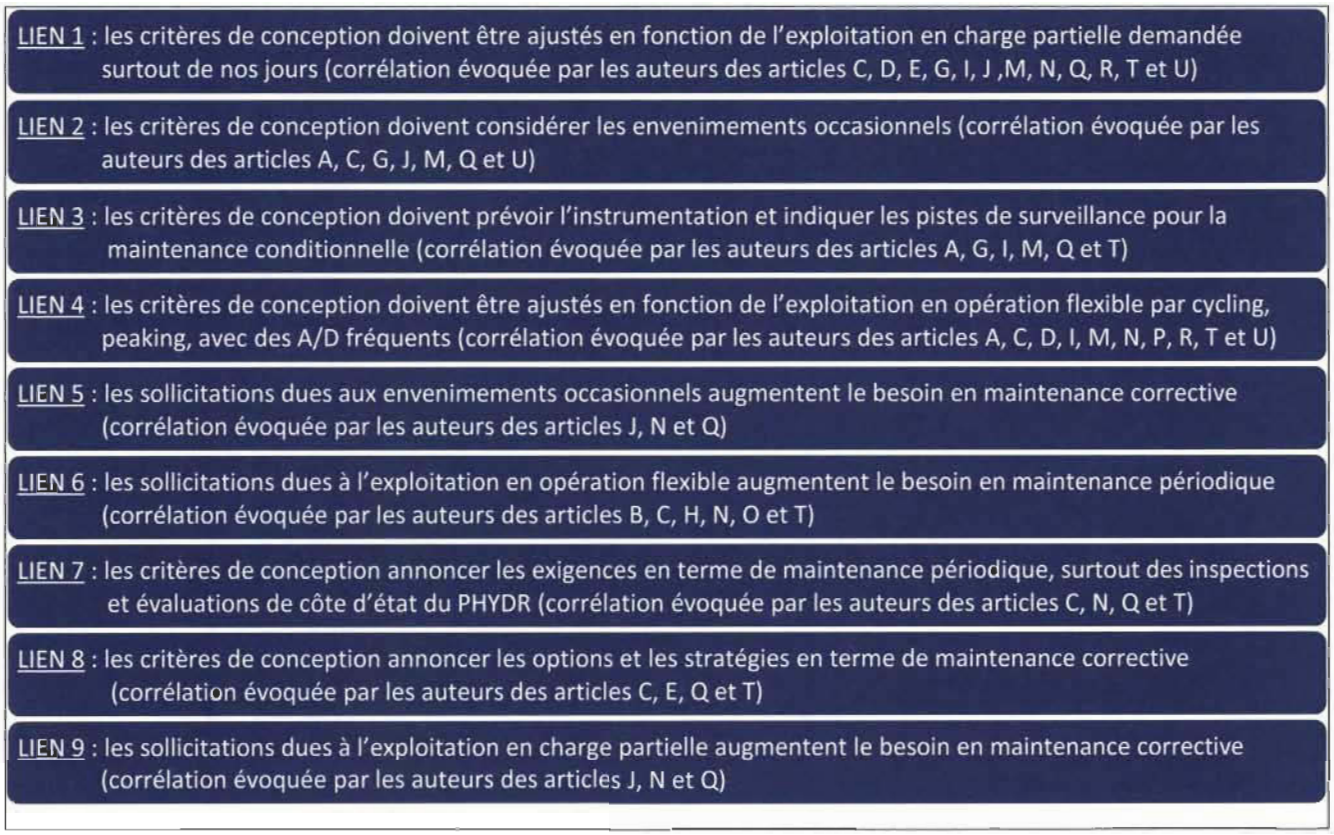

Fig.6 : Liens entre les variables indépendantes

Le modèle de recherche se propose d'étudier l'interaction entre ces variables à travers le degré de rentabilité en exploitation d'un GTA. Ce facteur est défini par l'équilibre entre les revenus générés par un mode particulier d'opération et les coûts engendrés, y compris la maintenance.

Pour la variable **Vi 1**, l'utilisation en production de pointe permettra de générer des revenus supérieurs considérés dans les paramètres du calcul technico-économique [% de participation en puissance] et le [prix de vente associés], mais en même temps, selon l'Hypothèse 1, va diminuer la durée de vie des composants, donc selon le Lien 6 va augmenter les dépenses de maintenance.

Au même titre, l'utilisation en pointe à travers les variables **Vi 2** et **Vi 3**, selon l'Hypothèse 2, respectivement 3, la durée de vie des composantes et la fiabilité seront diminuées. Selon les Liens 1 et 2, ceci demandera de reconsidérer les critères de conception, tant pour un pour un nouveau groupe que pour les interventions de maintenance corrective. De plus, le besoin de maintenance corrective augmentera, selon les Liens 5 et 9.

Selon l'Hypothèse 4, pendant l'utilisation en pointe, les critères de conception réunis dans la variable **Vi 4** auront un impact significatif sur la durée de vie, ainsi que sur la fiabilité. Tel qu'illustré par les Liens 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 et 9, ces critères vont affecter tous les autres variables et seront considérés dans les paramètres [Coût unitaire de l'investissement initial] et [Valeur à la fin du cycle de vie].

Enfin, les facteurs de type **INTERVENTIONS**, qui sont des activités de maintenance (**Vi 5**, **Vi 6** et **Vi 7**), assurent selon les Hypothèses de 5 à 7, la pérennité des équipements augmente la fiabilité, ainsi que la durée de vie. En accord avec les Liens 3, 5, 7, 8 et 9, la maintenance est en interaction directe avec les autres variables et sera considérée dans les paramètres [Dépenses de maintenance annuelle de référence, pour la première année d'exploitation] et [Augmentation des dépenses de maintenance en fin de vie].

Les paramètres énumérés ici haut, ainsi que d'autres coefficients et indices financiers (US Energy Information Administration, 2003; International Renewable Energy Agency, 2018; Hydro-Québec, 2020) seront intégrés dans un calcul technico-

économique permettant de faire la comparaison des valeurs des annuités équivalentes actualisées, ainsi que l'analyse du seuil de rentabilité / point critique (« break-even point »). Le modèle ainsi créé permettra d'étudier de quelle façon la maintenance influencera la rentabilité en exploitation du GTA dans des conditions de sursollicitation. Pour les groupes qui ne sont pas conçus pour l'exploitation en régime de pointe, mais utilisés pour un tel mode opératoire, il est essentiel de trouver l'équilibre financier entre les revenus en exploitation et les dépenses pour la maintenance dans le nouveau contexte. Le résultat de cette analyse nous permettra de corréler la maintenance du GTA et du PHYDR avec le mode opératoire demandé au GTA d'une part et de limiter les sursollicitations d'une autre. Il sera également possible de contrôler les risques, maîtriser le cycle de vie et augmenter la fiabilité, selon les requis d'exploitation.

La recherche proposée aura comme résultat un portrait plus exact des différentes interrelations entre les variables indépendantes identifiées. Cela nous permettra de développer une stratégie GDA pour PHYDR en lien avec les GTA associés et d'identifier les actions requises pour assurer la Fiabilité des PHYDR.

3.3 Méthodologie de la recherche

Pour répondre à l'interrogation, un modèle mathématique basé sur les méthodes d'analyse technico-économique de projets a été utilisé pour étudier l'impact de l'augmentation des coûts de maintenance occasionnés par les surcharges lors de la production en pointe sur le flux monétaire du GTA, notamment sur la rentabilité et le prix de production de l'énergie. Le modèle de recherche proposé considère les liens entre les variables et intègre les notions propres aux calculs financiers dans une analyse technico-économique des flux monétaires après impôts afin de refléter les plans d'affaires des différents modes d'exploitation. Le but de l'étude est de faire le lien entre les sollicitations complémentaires et le seuil de rentabilité du projet dans l'hypothèse que des sollicitations supplémentaires induisent des pannes et ainsi affectent la fiabilité / disponibilité, tandis que la maintenance rétablira la fiabilité, mais comme toute autre dépense, affectera la rentabilité du projet. Quelques simulations ont été développées pour différentes charges de pointe d'un GTA non conçu pour une telle opération.

Dans un premier temps, l'étude analysera le contexte qui rendrait non-rentable l'exploitation d'un GTA existant en régime de pointe. La valeur optimale résultant de la simulation faite pour une surcharge supplémentaire en pointe sera définie comme un point critique pour la valeur du projet. Une validation de rentabilité par calcul bayésien sera aussi faite afin de comparer deux scénarios d'utilisation des GTA en régime de pointe : un vieux GTA adapté par réfection pour exploitation en surcharge avec un nouveau GTA conçu dès le départ pour l'exploitation en surcharge.

La rentabilité d'un portefeuille composé de GTA et d'énergies renouvelables sera également étudiée. Cette analyse de sensibilité restera au niveau conceptuel et sera faite en fonction des valeurs typiques pour chacune des technologies à l'étude et des configurations des réseaux envisageables. Ensuite, après une discussion, des conclusions seront tirées et des recommandations formulées.

La méthodologie proposée présente des limites inhérentes, reliées surtout au modèle mathématique et qui sont pour la plupart mentionnées comme hypothèses de travail ou approximations dans le calcul. De façon générale, les valeurs utilisées dans l'analyse technico-économique sont propre à des grosses compagnies, mais elles peuvent être ajustées selon la réalité d'un autre type de producteur hydroélectrique.

D'une part, certaines limitations peuvent être éliminées en révisant les hypothèses, principalement remplacer les estimations avec des valeurs exactes documentées :

- Considérer la durée de vie réelle attendue pour l'actif (la durée de vie de 50 ans a été utilisée pour permettre la comparaison des scénarios).
- Utiliser les vraies valeurs de l'investissement initial et des réinvestissements.
- Considérer les incitatifs et les subventions.
- Pour le calcul des portfolios considérer les prix réels de production du GTA et des énergies alternatives rajoutées dans le réseau.
- Considérer les prix de vente en énergie / en puissance pratiqués sur le marché.
- Valider le modèle de calcul avec les résultats financiers d'autres producteurs d'hydroélectricité, ainsi qu'avec d'autres projets récemment mis en exploitation.

Dans une deuxième catégorie de limitations se situent les éléments qui nécessitent des développements futures, des études supplémentaires afin de perfectionner le modèle, tel que :

- Séparer les coûts réels des actifs ainsi que des maintenances pour les GTA et les PHYDR.
- Documenter les dépenses de maintenance et leur évolution sur la durée de vie pour différents types de GTA (conçus ou non pour la surcharge) et différents régimes d'exploitation (en charge de base, régime de pointe).
- Utiliser la méthode Delphi auprès d'autres producteurs qui opèrent de façon courante des hydrocentrales en régime de pointe/surcharge.
- Ajouter un algorithme pour considérer la notion de valorisation énergétique, de plusieurs GTA dans un réseau (exploitation optimale en puissance ou énergie).

Les plus importantes de ces limitations sont rappelées comme pistes d'amélioration dans le chapitre des recommandations.

3.4 Méthode d'analyse technico-économique

L'analyse technico-économique, utilisée pour évaluer la rentabilité du projet, considère les comptes typiques d'un grand livre d'actifs résumant les revenus, les dépenses, le capital, l'amortissement, les dividendes et les frais afin d'obtenir la valeur annualisée du projet. Suivant la revue de littérature, la méthode de comparaison par la valeur de l'annuité équivalente actualisée, ainsi que l'analyse du point/seuil de rentabilité (« break even chart » ou « break-even point ») ont été retenues.

Vu que nous n'avons pas trouvé dans la littérature de modèle dédié spécifiquement à l'analyse des GTA, en fonction de la maintenance, nous avons utilisé un modèle général adapté à cet effet. Plus particulièrement, dans le chapitre des dépenses, les coûts reliés à la maintenance seront utilisés afin de faire le lien entre les sollicitations occasionnées par le mode d'exploitation à l'étude et la rentabilité du projet. Le modèle mathématique employé pour estimer l'évolution des frais de maintenance, ainsi que la méthode Delphi [DM] utilisée pour cette approche, sont décrites par la suite dans le chapitre correspondant (Lazar, 2021).

Le GTA à l'étude sera amené à la production en pointe sans tenir compte de la notion de valorisation énergétique (exploitation optimale en puissance ou énergie) qui se pratique dans un réseau réel (tel qu'il est le cas pour Hydro-Québec par exemple). Des incitatifs ou subventions à l'achat ou encore pour le prix de vente et l'enjeu des certificats CO_2 ne sont pas considérés dans les analyses. Les projets sont financés par emprunt à la banque pour la totalité du capital requis.

Cette analyse de rentabilité reste au niveau conceptuel et elle s'appuie sur des valeurs communes génériques pour chaque technologie étudiée et configuration de réseau. La valeur annualisée de différents scénarios de charge de pointe est évaluée dans cette étude. Pour simplifier l'estimation, des GTA standard d'unités de 100 MW sont considérées pour chaque scénario d'exploitation. Les unités sont supposées être neuves et le cycle de vie est considéré comme étant de 50 ans.

Quelques hypothèses et simplifications sont faites afin de comparer facilement un fonctionnement dit « normal » (en charge de base) avec un fonctionnement en régime de pointe. La valeur unitaire de l'investissement a été choisie conformément aux normes du secteur de l'énergie (US Energy Information Administration, 2003). Les acquisitions sont financées par emprunt pour la totalité du capital. Le GTA considéré est tenu de faire des pointes sans prendre en compte la notion de fonctionnement optimal en puissance ou en énergie. Les incitations ou les subventions ne sont pas prises en compte dans les analyses. Le choix a été fait d'ignorer le type de producteur inflexible ajouté au réseau, les MW supplémentaires sont donc « génériques ».

Dans un premier temps, l'étude ressort les limites d'opération pour un GTA existant en mode de pointe à condition de garder l'exploitation rentable. Pour différents scénarios de chargement en régime de pointe, la méthode de la valeur annuelle est utilisée sur une durée de vie uniformisée des actifs. Des hypothèses et simplifications sont introduites afin de permettre surtout la comparaison d'une exploitation dite « normale » avec une exploitation en régime de pointe d'un GTA non conçu pour ce type d'opération et par cela de quantifier l'impact du nouveau mode d'exploitation.

À moins d'indication contraire, les valeurs des paramètres sont gardées identiques pour tous les scénarios afin de permettre la comparaison. Les détails des paramètres, les valeurs introduites et les hypothèses utilisés dans le modèle mathématique pour faire l'analyse technico-économique se trouvent à l'***Appendice B***.

En second lieu, les MW additionnels « génériques », calculés en utilisant le modèle de l'étape précédente, sont transposés en MW réels, selon les deux types de producteurs inflexibles retenus pour la suite de l'étude : panneaux photovoltaïques et turbines éoliennes. Ensuite, des différentes configurations et différentes analyses de rentabilisation du portefeuille sont faites en combinant le prix de production calculé pour le GTA en production de pointe avec les prix correspondants des ressources alternatives en discussion (Girma et Rakesh, 2019; International Renewable Energy Agency, 2018; Hydro-Québec, 2020).

3.4.1 Données d'entrée pour l'analyse technico-économique

Le Tableau 1 présente les données d'entrée et les valeurs correspondantes pour un GTA normalisé de 100 MW. À partir des valeurs introduites dans le tableau de données, le calcul donne la valeur annualisée du projet.

Tableau 1: Données d'entrée pour un GTA générique de 100 MW.

Donnée d'entrée	Valeur	(unité)
Centrale typique	100	MW
Facteur d'utilisation moyen du GTA	240	jours/année
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie	90	%
Facteur de participation en PUISSANCE	10	%
Prix de vente en ÉNERGIE (base load)	8	¢/kWh
Prix de vente en PUISSANCE (peaking load)	10	¢/kWh
Indice annuel d'augmentation du prix	1.5	%
Coût unitaire de l'investissement initial	2000	$/kW
Investissement initial	372	$M
Pourcentage Valeur finale/initiale	10	%
Valeur finale	37	$M
DÉPENSES exploitation annuelle (OE)	6.57	$M
OE en fin de vie	80	%
DÉPENSES maintenance annuelle (ME)	6.57	M$
ME en fin de vie	200	%
Inflation de la main-d'œuvre	2.0	%
Taux d'intérêts sur emprunt	5	%
TSP (taxes sur les services publics)	0.55	%
Redevances hydrauliques	3.36	$/MWh
Dividendes au Gouvernement	0.0	$M/année
Impôts sur revenus	25	%
TRAM après-impôts (actualisation)	6	%

3.4.2 Modèle mathématique de la maintenance

Dans cette étude, le modèle mathématique classique est amélioré pour évaluer l'impact de l'augmentation des coûts de maintenance causée par le mode de pointe sur le profit et sur le prix de production. L'entretien est considéré comme idéal; chaque intervention restituerait la fiabilité de l'équipement d'origine. À cette étape, les efforts de maintenance requis par la surcharge sont considérés similaires à la maintenance requise par un GTA d'une puissance égale, indépendamment du type de producteur rajouté en réseau. Ainsi, de ce point de vue, les MW supplémentaires sont « génériques », comme s'il s'agissait d'un GTA rajouté pour être équilibré.

La méthode Delphi est utilisée pour estimer l'augmentation des dépenses de maintenance pour un GTA conçu pour fonctionner en charge de base, mais qui changerait de mode d'opération pour aller en exploitation flexible / produire en pointe.

Un questionnaire a été envoyé à des experts en maintenance d'Hydro-Québec afin de quantifier l'influence de l'exploitation en régime de pointe sur les dépenses en maintenance. Les résultats du questionnaire sont présentés à l'***Appendice D*** et ont été utilisés comme hypothèses dans le calcul du modèle mathématique utilisé.

La maintenance de référence pour un GTA normal (ME_{GTA}), exploité principalement en charge de base, est estimée en pourcentage (typiquement 20 %) du coût du prix de référence (5 ¢/kWh utilisé pour les calculs), tel qu'indiqué dans la formule numéro (1) :

$$ME_{GTA} = 0.2 * PC_{REF} \quad (1)$$

La maintenance de référence pour un GTA" équivalent conçu et exploité en régime de pointe (ME_{GTA}") est estimée à 50 %, de plus que pour le GTA en charge de base [DM], d'où la formule numéro (2):

$$ME_{GTA}" = 1.5 * ME_{GTA} = 1.5 * (0.2 * PC_{REF}) \quad (2)$$

Lorsqu'un GTA conçu pour charge de base reçoit une puissance égale pour l'équilibrage dans le réseau, il est attendu que le fonctionnement en mode de pointe augmentera les coûts de maintenance de 50 % par rapport à un GTA déjà conçu pour un tel fonctionnement [DM]. Pour chaque bloc de surcharge (OVL dans le texte) de 100 MW, ajouté à la charge de base d'un GTA normal, la maintenance est supposée d'augmenter de 50 %, comme indiqué dans la formule numéro (3):

$$ME_{OVL} = ME_{GTA}" * \left[\left(1 + 0.5\,\frac{OVL\,[MW]}{100\,[MW]}\right)\right] \quad (3)$$

Les hypothèses ci-dessus concernent la première année d'exploitation de GTA et l'effort de maintenance devrait atteindre 200 % d'ici la fin du cycle de vie de 50 ans [DM]. Compte tenu de cette hypothèse, pour une année donnée (i), les coûts d'entretien utilisés dans le modèle (avant de considérer l'inflation des salaires) sont donnés par la formule numéro (4):

$$ME_i = [\,1.5\ *\ (0.2 * PC_{REF})]\ * \left[\left(1 + 0.5\,\frac{OVL}{100}\right)\right] * \left[1 + (i-1)\frac{(\,200\,\% - 100\,\%\,)\,/\,100\,\%}{50-1}\right] \quad (4)$$

et après les simplifications, la formule finale (5) est utilisée dans le modèle :

$$ME_i = (0.3 * PC_{REF})\ * \left(1 + 0.5\,\frac{OVL}{100}\right) * \left(1 + \frac{i-1}{49}\right) \quad (5)$$

3.5 Validation de la rentabilité par calcul bayésien

L'objectif de cette analyse de sensibilité est de valider la pertinence d'utilisation pour équilibrer un réseau soit d'un vieux GTA adapté pour l'exploitation en surcharge, soit d'un nouveau GTA spécialement conçu pour une telle opération. Nous n'avons pas trouvé dans la littérature d'autres approches bayésiennes appliquées pour comparer les deux cas qui sont présentement à l'étude, donc nous avons adapté à notre problématique la méthode classique d'analyse de rentabilité avec arbre de décision par calcul bayésien (Komljenovic, 2020).

Cette méthode fourni un critère de décision dans un environnement incertain/risqué où les évènements ont une probabilité d'occurrence connue ou estimée. L'algorithme de décision organise les évènements en nœuds, tandis que les différents choix possibles sont situés aux extrémités des branches de l'arbre, accompagnés par les probabilités d'occurrence pour chacune. Ensuite, en appliquant le critère de Bayes dans notre cas pour un calcul de rentabilité, la solution à retenir serait celle qui produit le maximum d'espérance de gain (somme des produits ''probabilité de l'évènement multipliée par le profit espéré'').

Afin de procéder à l'analyse bayésienne de la Valeur présente pour les revenus espérés des deux solutions évoquées, nous allons faire des hypothèses pour simuler les conditions du marché ainsi que le contexte d'exploitation, ensuite nous allons attacher des probabilités à chacune de ces hypothèses. Le concept considéré pour la présente étude est la rentabilité en exploitation d'un GTA sur la durée de vie et la mesure de

performance associée sera la Valeur présente des revenus pour chacune des deux solutions. Pour faire l'analyse, la probabilité d'augmentation des revenus pour chacune des solutions est considérée un scénario optimiste, ainsi que comme un scénario pessimiste. Le résultant de l'analyse par calcul bayésien démontre que même en considérant des hypothèses optimistes pour la conversion d'un vieux GTA, cette solution est moins rentable qu'un nouveau conçu pour la production en pointe. Les détails et les résultats de l'Arbre de décision pour le « business case », utilisant le calcul bayésien, se trouvent à l'***Appendice C***.

Une première conclusion importante qui résulte de cette comparaison est que si la décision va pour exploiter un vieux GTA en régime de pointe, la marge de profitabilité serait très volatile, d'où la nécessité de tenir compte du point critique de la surcharge. Une deuxième conclusion est que si le contexte d'investissement le permet, il serait plus profitable d'installer un nouveau GTA pour répondre à la demande de production en pointe d'un réseau.

CHAPITRE 4 - RÉSULTATS

Le chapitre est divisé en sous-chapitres qui présentent les vérifications du modèle de calcul, les analyses de rentabilité pour différents scénarios d'exploitation des GTA, l'analyse du point critique, diverses analyses de sensibilité du point critique et un calcul d'optimisation pour un portfolio de producteurs. Ces résultats ont fait l'objet d'une communication à la Conférence européenne sur la Sécurité et la Fiabilité, Angers, France *(ESREL - 31st European Safety and Reliability Conference)* et l'article a été publié dans le volume du congrès (Lazar, 2021, p. 1822), voire l'***Appendice E***.

4.1 Vérification du modèle

Le modèle a été vérifié, une première fois, pour un parc de producteurs d'électricité en comparant les résultats du modèle avec les réalisations de l'ensemble de la flotte selon les valeurs du rapport financier 2019 d'Hydro-Québec (Hydro-Québec, 2020). Le prix de production, les revenus et les dépenses ont été calculés en moyenne pour l'ensemble des GTA sans tenir compte de la différence de rentabilité réelle. Pour ce calcul, la ME de maintenance est considérée comme 15 % des coûts de production à 3,1 ¢/kWh. Pour un GTA de 100 MW en charge de base, les valeurs des différentes catégories comptables montrent un écart de moins de 3 % relativement au rapport officiel. Dans l'ensemble, la valeur annualisée du projet diverge de 1 % (0,135 sur 10,88 M$) de la valeur annoncée, ce qui rend le modèle acceptable pour une étude préliminaire.

Le modèle a été vérifié une deuxième fois sur la base des informations disponibles sur un cas particulier du parc d'Hydro-Québec, le projet La Romaine mis en exploitation à 84 % depuis 2017, voir les données d'entrée dans le Tableau 2.

Tableau 2 : Vérification du modèle à l'aide d'un GTA spécifique - étude de cas.

Donnée d'entrée	**Valeur**	**(unité)**
Centrale typique	100	MW
Facteur d'utilisation moyen du GTA	240	jours/année
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie	100	%
Facteur de participation en PUISSANCE	0	%
Prix de vente en ÉNERGIE (base load)	6.512	¢/kWh
Prix de vente en PUISSANCE (peaking load)	0	¢/kWh
Indice annuel d'augmentation du prix	2.9	%
Coût unitaire de l'investissement initial	4333	$/kW
Investissement initial	807	$M
Pourcentage Valeur finale/initiale	0	%
Valeur finale	0	$M
DÉPENSES exploitation annuelle (OE)	2.716	$M
OE en fin de vie	100	%
DÉPENSES maintenance annuelle (ME)	2.716	M$
ME en fin de vie	200	%
Inflation de la main-d'œuvre	2.0	%
Taux d'intérêts sur emprunt	5	%
TSP (taxes sur les services publics)	0.55	%
Redevances hydrauliques	3.36	$/MWh
Dividendes au Gouvernement	0	$M/année
Impôts sur revenus	0	%
TRAM après-impôts (actualisation)	6	%

Le prix de production est obtenu en exécutant le modèle en mode "solveur" afin d'obtenir une valeur annualisée de projet nul. Considérant le ME à 10 % d'un coût de production de référence du parc de 3,1 ¢/kWh, l'investissement initial et les hypothèses d'une nouvelle centrale électrique, le prix de production est de 6,54 ¢/kWh. Les résultats

donnent un écart d'environ 2 % par rapport à la valeur officielle annoncée pour le prix de production (6,4 ¢/kWh). Compte tenu des résultats ci-dessus, il a été conclu que le modèle est acceptable pour les besoins de notre étude préliminaire.

4.2 Résultats de l'analyse du point critique

Pour notre étude, le point critique (« break-even point ») a été défini comme la valeur de surcharge maximale, qui annule la valeur des revenus annuels du GTA en mode pointe. Le modèle a permis de créer des référentiels et ensuite de faire des simulations afin d'identifier et de comparer le point critique.

Les résultats montrent les circonstances qui rendraient non rentable le GTA non conçu pour la surcharge. Un GTA standard de 100 MW est considéré pour chaque scénario d'exploitation.

4.2.1 Scénario 1 – GTA normal en exploitation normale (sans surcharge)

Un premier scénario a été créé pour un groupe neuf "normal" en exploitation "normale" (en charge de base, sans surcharge en pointe ou équilibrage). La maintenance de référence, ainsi que le prix de production correspondant ont été confirmés. Les valeurs utilisées sont présentées ci-dessous dans le Tableau 3.

Tableau 3 : GTA en exploitation normale – en charge de base

Donnée d'entrée	Valeur	(unité)
Centrale typique	100	MW
Facteur d'utilisation moyen du GTA	240	jours/année
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie	90	%
Facteur de participation en PUISSANCE	10	%
Prix de vente en ÉNERGIE (base load)	8	¢/kWh
Prix de vente en PUISSANCE (peaking load)	10	¢/kWh
Indice annuel d'augmentation du prix	1.5	%
Coût unitaire de l'investissement initial	2000	$/kW
Investissement initial	372	$M
Pourcentage Valeur finale/initiale	10	%
Valeur finale	37	$M
DEPENSES exploitation annuelle (OE)	8.760	$M
OE en fin de vie	80	%
DÉPENSES maintenance annuelle (ME)	8.760	M$
ME en fin de vie	200	%

Le calcul est fait pour :

- Les prix de vente énergie/puissance sont respectivement de 8/10 ¢/kWh;
- La maintenance (ME) représentant 20 % des coûts de production (référence de 5 ¢/kWh);
- Pas d'exploitation en pointe, ni d'équilibrage, utilisation occasionnelle à 10 % en surcharge.

Le résultat montre un projet rentable d'une valeur annualisée de 5,8 M$ et un prix de production de 7,174 ¢/kWh.

4.2.2 Scénario 2 – GTA conçu pour la surcharge

Une deuxième référence a été vérifiée pour un GTA neuf conçu pour la production en pointe et exploité en surcharge. Le calcul a permis de valider le modèle pour ce cas de figure et de confirmer le référentiel estimé par la méthode Delphi pour une maintenance soutenue demandée par l'exploitation en surcharge.

Les valeurs des paramètres des vérifications précédentes adaptées pour ce cas de figure sont présentées dans le tableau 4.

Tableau 4 : GTA conçu pour la surcharge, exploitation en surcharge

Donnée d'entrée	Valeur	(unité)
Centrale typique	100	MW
Facteur d'utilisation moyen du GTA	240	jours/année
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie	90	%
Facteur de participation en PUISSANCE	90	%
Prix de vente en ÉNERGIE (base load)	8	¢/kWh
Prix de vente en PUISSANCE (peaking load)	10	¢/kWh
Indice annuel d'augmentation du prix	1.5	%
Coût unitaire de l'investissement initial	2200	$/kW
Investissement initial	410	$M
Pourcentage Valeur finale/initiale	10	%
Valeur finale	41	$M
DEPENSES exploitation annuelle (OE)	8.760	$M
OE en fin de vie	80	%
DÉPENSES maintenance annuelle (ME)	13.140	M$
ME en fin de vie	200	%

Le calcul est fait pour :

- Les prix de vente énergie/puissance sont respectivement de 8/10 ¢/kWh;

- La maintenance (ME'') = 1,5 * (ME du scénario1) : l'effort de maintenance est de 50 % supérieur à celui d'un GTA en charge de base (équation numéro 2);
- Groupe en production de pointe ou en équilibrage à 90 % du temps.

Les résultats donnent un projet rentable, avec une valeur annualisée de 5,9 M$ et le prix de production de 8,745 ¢/kWh. La valeur annualisée est proche de celle pour le GTA en régime de base, ce qui est tout à fait normal. De façon implicite, le calcul a validé aussi l'hypothèse qu'une opération en surcharge demande une maintenance plus élevée.

4.2.3 Scénario 3 – GTA non conçu pour, mais exploité en surcharge

Dans le scénario numéro 3, il est analysé un GTA neuf non conçu pour la surcharge, mais utilisé dans un tel mode. Dans cette hypothèse de calcul pour simuler la surcharge, des tranches de 100 MW ont été rajoutées successivement en réseau avec le GTA de référence conçue pour le fonctionnement en charge de base. Les efforts d'équilibrage/d'exploitation en régime de pointe entraînent une maintenance supplémentaire, ce qui affectera la rentabilité du projet. Les résultats de la méthode Delphi, pour les dépenses de maintenance (ME_{OVL}), sont utilisés dans le modèle mathématique. Les tendances montrent une baisse de la rentabilité en raison d'une maintenance accrue. Dans ce cas, le point critique est d'environ 152 MW. Au-delà de cette surcharge, la valeur annualisée devient négative, donc le fonctionnement du GTA devient non rentable. Le tableau 5 montre les données d'entrée générales et le tableau 6

donne les valeurs du projet pour différents scénarios de surcharge.

Le tableau 5 présente les données utilisées dans les hypothèses suivantes :

- Groupe en production de pointe ou en équilibrage à 90 % du temps;
- Les prix de vente énergie/puissance sont respectivement de 8/10 ¢/kWh;
- La maintenance (ME_{OVL}): l'augmentation de la maintenance de 50 % pour chaque bloc de 100 MW ajouté en surcharge, conformément aux résultats de la méthode Delphi (équation numéro 3).

Tableau 5 : GTA en surcharge.

Donnée d'entrée	**Valeur**	**(unité)**
Centrale typique	100	MW
Facteur d'utilisation moyen du GTA	240	jours/année
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie	90	%
Facteur de participation en PUISSANCE	10	%
Prix de vente en ÉNERGIE (base load)	8	¢/kWh
Prix de vente en PUISSANCE (peaking load)	10	¢/kWh
Indice annuel d'augmentation du prix	1.5	%
Coût unitaire de l'investissement initial	2000	$/kW
Investissement initial	372	$M
Pourcentage Valeur finale/initiale	10	%
Valeur finale	37	$M

Le tableau 6 montre les résultats lorsque la surcharge progressive est ajoutée au GTA de référence :

- Les frais d'entretien annuels ME_{OVL} augmentent;
- Le prix de production augmente;
- La valeur annuelle du projet baisse jusqu'à devenir négative;
- 52 MW ajoutés au GTA de 100 MW annulent la valeur annuelle.

Tableau 6 : Valeurs pour 100 MW GTA en surcharge.

Puissance réseau (MW)	Valeur annuelle du projet (M$)	Coût de production (¢/kWh)	Maintenance annuelle ME_{OVL} (M$)
100	5.768	7.174	-8.760
200	-5.125	10.540	-19.710
300	-14.645	12.283	-26.280
400	-24.165	14.025	-32.850
500	-33.685	15.770	-39.420
600	-43.205	17.514	-45.990

La représentation des résultats du tableau 6 est présentée dans la Figure 7 ci-dessous sous forme d'analyse graphique de rentabilité (« break-even chart »). La Figure 8 met en évidence le seuil de rentabilité, et par la fonction inverse, montre la valeur exacte de la surcharge critique (« break-even point »).

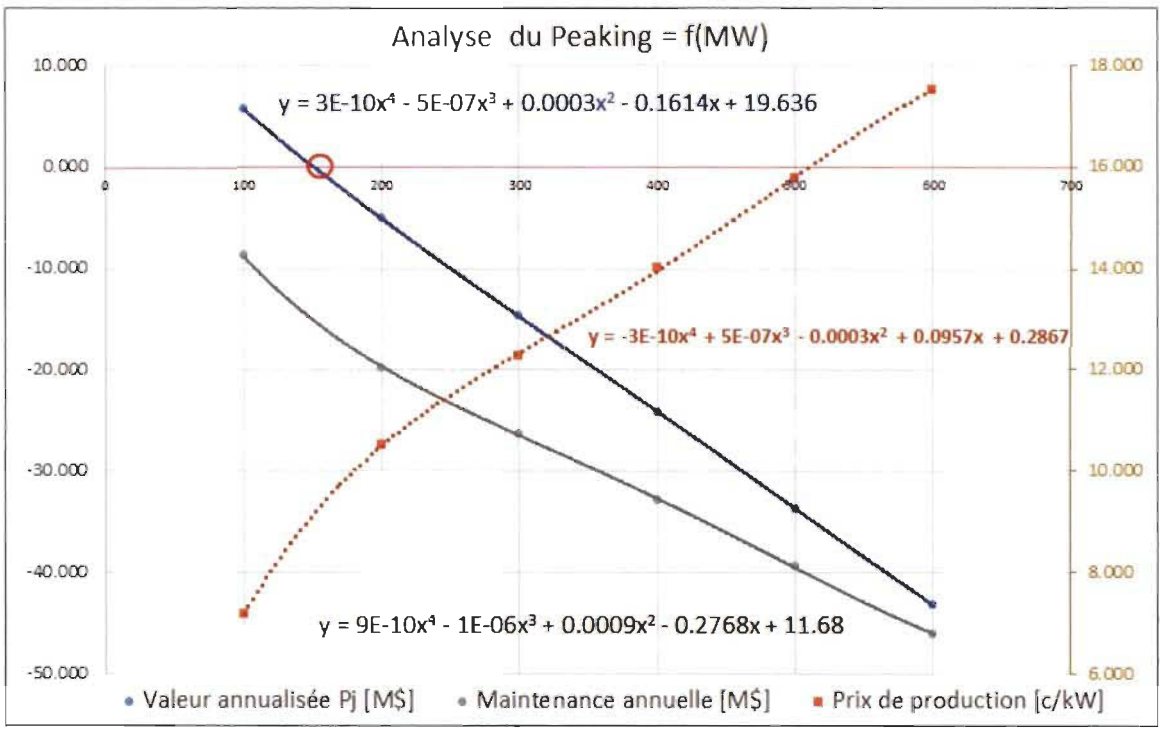

Fig. 7 : Valeurs pour GTA non conçu pour la pointe, mais utilisé en surcharge.

Avec l'augmentation de la surcharge, les dépenses de maintenance s'amplifient (la courbe des valeurs négatives en gris descend), la Valeur annualisée (en bleu) baisse et le coût de production (en marron) monte. L'exploitation en surcharge forcée donne une Valeur annualisée de Projet positive jusqu'à une charge d'équilibrage entre 100 et 200 MW.

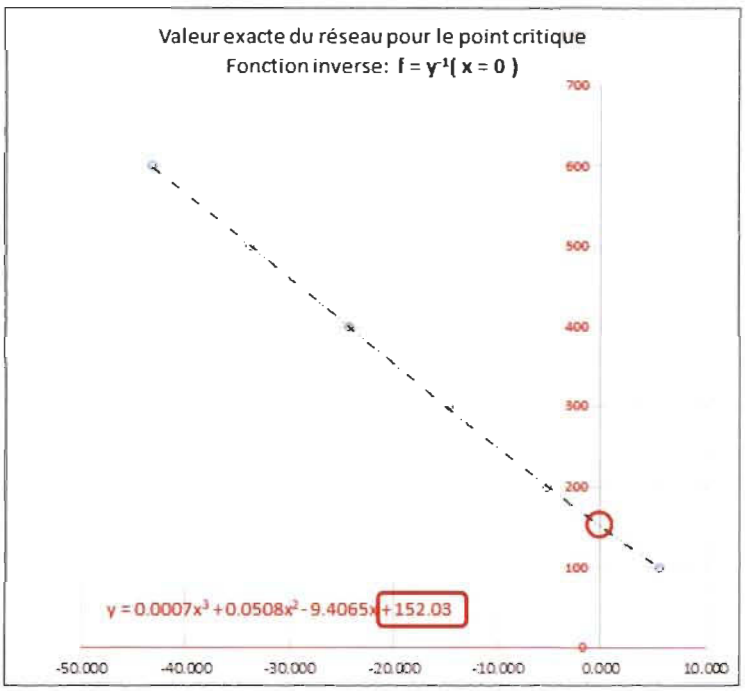

Fig. 8 : Point critique pour un GTA non conçu la pointe, mais utilisé en surcharge.

Pour $x = 0$ dans l'équation de la fonction inverse résulte la valeur du point critique de 152 MW (52 MW de surcharge ajoutés en réseau). En ajoutant 52 MW au GTA de référence de 100 MW, la valeur annuelle du projet est égale à zéro. Au-delà de la valeur critique de 52 MW l'exploitation du GTA en surcharge forcée devient non rentable.

4.2.3.a) Analyse de sensibilité du point critique au prix de vente

Les hypothèses et les valeurs du scénario 3 sont les mêmes, à l'exception des prix énergie/électricité qui deviennent 9/11 ¢/kWh. La Figure 9 montre les résultats.

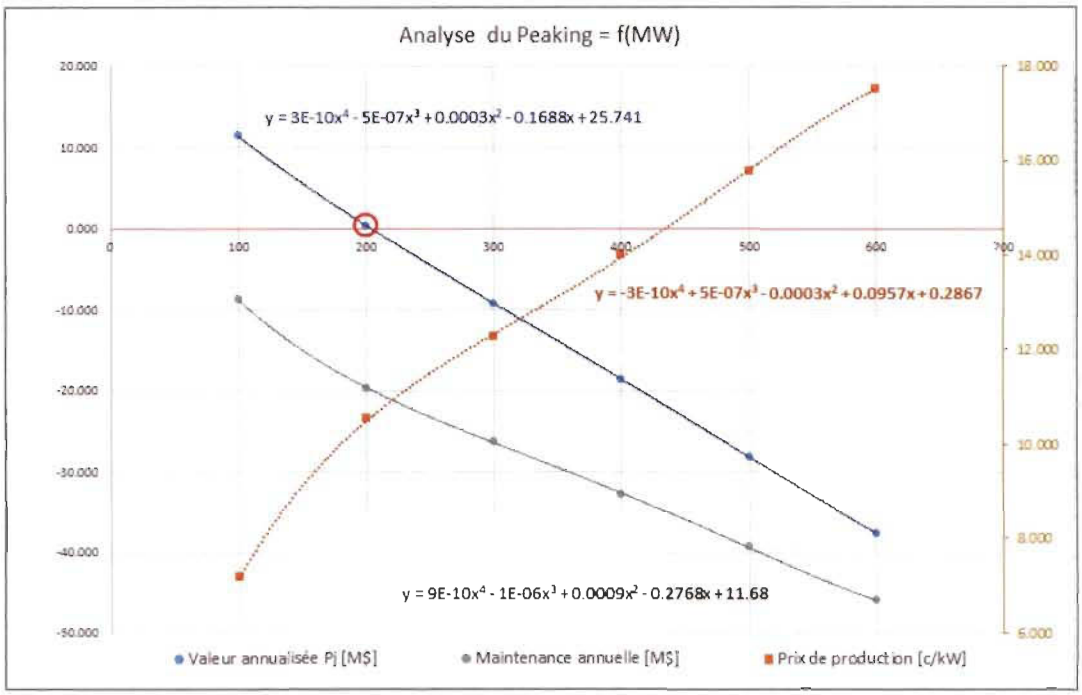

Fig. 9 : Analyse de sensibilité du prix de vente (augmentation).

La marge de profit donnée par l'augmentation des revenus (prix de vente plus élevé) impacte la profitabilité en exploitation de surcharge et le point critique se déplace vers la droite permettant dans ce cas une surcharge supplémentaire d'environ 100 MW (100 % de la puissance de référence).

Dans l'autre sens, si les prix de vente en énergie / puissance deviendraient respectivement de 8/9 ¢/kWh, situation illustrée dans la Figure 10.

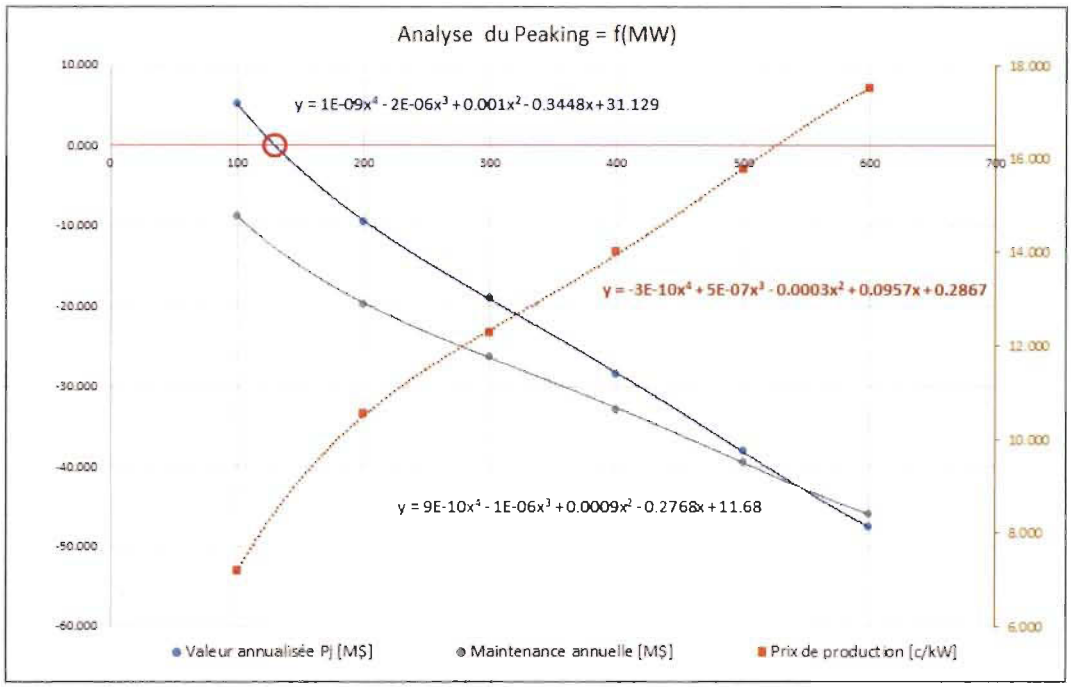

Fig. 10 : Analyse de sensibilité du prix de vente (à la baisse).

La baisse des revenus déplace le point critique vers la gauche en diminuant la surcharge supplémentaire admissible pour ce cas de figure à 29 MW (29 % de la puissance de référence).

4.2.3.b) Analyse de sensibilité au prix de production de référence

Les hypothèses et valeurs du scénario 3 sont les mêmes, à l'exception du prix de production utilisé pour calculer les coûts de la maintenance, qui deviennent 4 ¢/kWh. Les valeurs sont données sur la Figure 11.

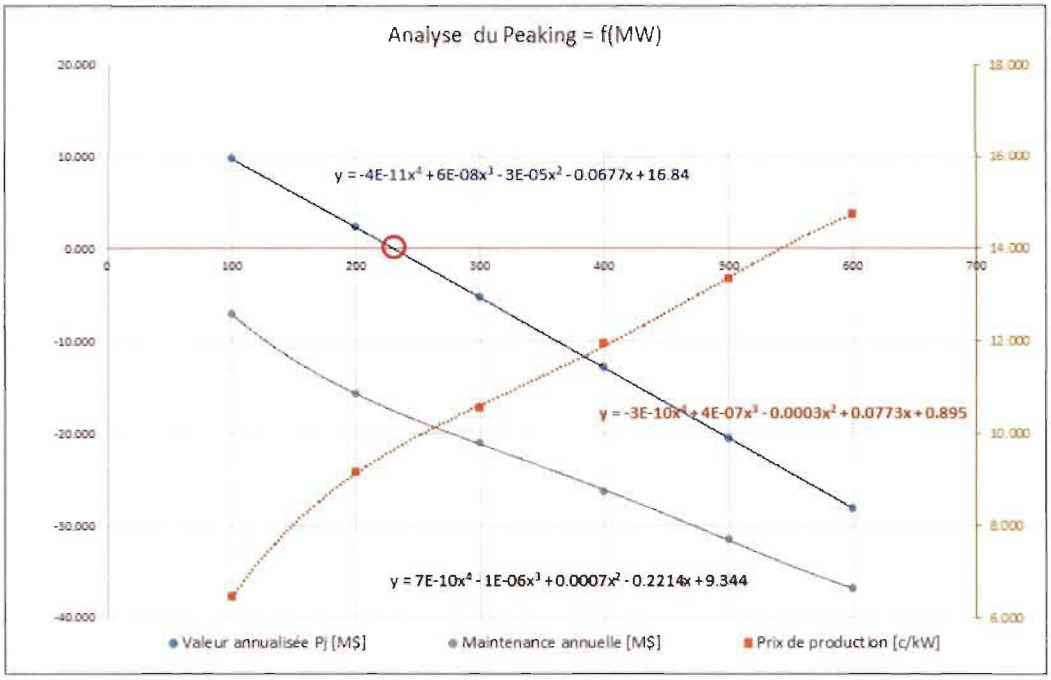

Fig. 11 : Analyse de sensibilité pour le prix de production de référence.

La diminution du prix de production en référence pour la maintenance déplace le point critique vers la droite permettant une surcharge supplémentaire d'environ 130 MW (130% de la puissance de référence).

4.2.3.c) Analyse de sensibilité au pourcentage de maintenance

Les hypothèses et valeurs du scénario 3 sont les mêmes, à l'exception du pourcentage utilisé pour calculer les coûts de maintenance qui est désormais de 15 % au lieu de 20 %. La Figure 12 montre les résultats.

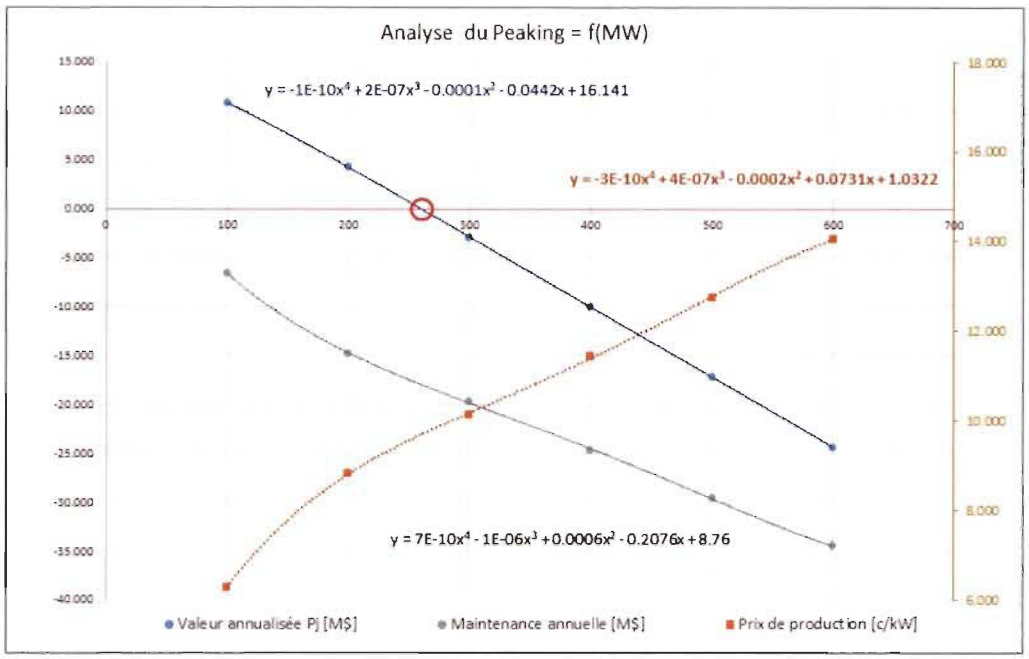

Fig. 12 : Analyse de sensibilité pour le pourcentage de maintenance.

La baisse du pourcentage de maintenance du scénario 3 de 20 % à 15 % déplace le point critique vers la droite permettant une surcharge supplémentaire d'environ 160 MW (160 % de la puissance de référence). Donc, un pourcentage de maintenance inférieur dans le prix de production de référence permettra une surcharge supplémentaire.

4.3 Résultats pour un calcul optimal d'un portfolio de producteurs

Un exemple de calcul a été effectué pour le prix de production d'un portfolio correspondant à un seuil critique de 152 MW. Un premier facteur à considérer est le prix de production actuel du GTA, recalculé pour un fonctionnement en surcharge. Dans la Figure 13, en utilisant la fonction inverse du prix de production du GTA, la valeur critique résulte à 9,21 ¢/kWh pour le GTA dans le scénario 3 (voir la section 4.2.3).

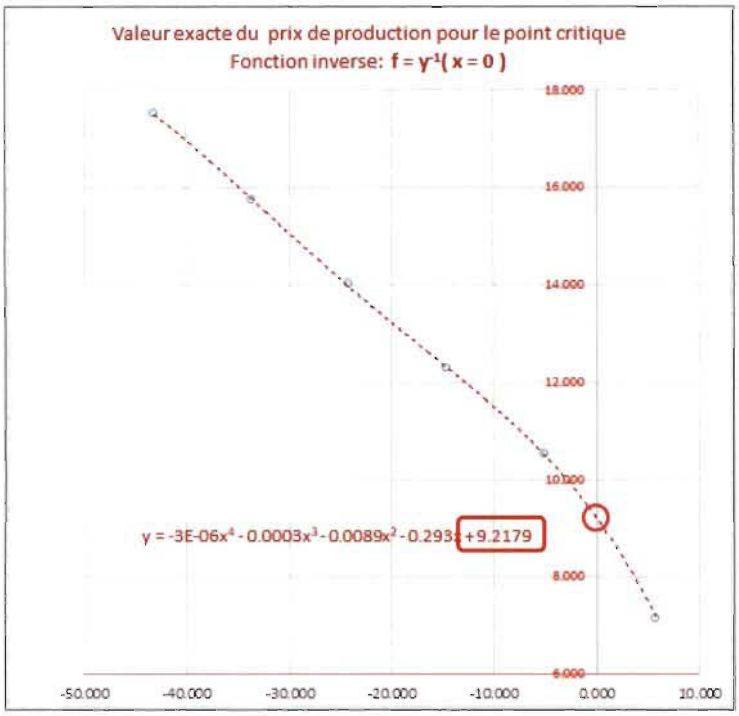

Fig. 13 : Prix de production d'un GTA en surcharge.

Ensuite, les MW de surcharge "génériques" considérés jusqu'à présent dans le modèle (voir chapitre 3.3.1), sont convertis en MW réels en utilisant un facteur tenant compte du degré de stress issu de l'exploitation en régime de pointe / équilibrage requis par chaque producteur alternatif. Il a été supposé que:

- La production par turbines éoliennes nécessiterait 1/3 de régime de pointe / équilibrage de plus qu'un GTA de puissance équivalente (facteur MW =0,75);
- La production par panneaux photovoltaïques nécessiterait 5 fois moins de régime de pointe / équilibrage qu'un GTA de puissance équivalente (facteur MW =5,0);

Les prix de production actuels pour chacune des énergies alternatives nécessitant l'équilibrage sont 7.5 pour les turbines éoliennes, respectivement 8.4 ¢/kWh pour les panneaux photovoltaïques.

Pour un calcul plus précis, les prix de production des énergies alternatives rajoutées dans le réseau doivent être actualisés et considérés dans le contexte de chaque projet.

La composition de portefeuille est supposée comme suit :

152 MW = 100 MW [GTA] + 52 MW [TE +PP]

Si pour la surcharge de 52 MW on considère 40 % TE et 60 % PP et par la suite on applique les facteurs de MW équivalents mentionnés ci-haut, la puissance réelle des producteurs alternatifs à ajouter en surcharge sera :

52 MW [WT+PP] = 16 MW [TE] + 156 MW [PP]

Après les calculs, le coût global de production de ce portefeuille critique « mini-grid » serait de 8,72 ¢/kWh. La Figure 14 résume les calculs ici-haut.

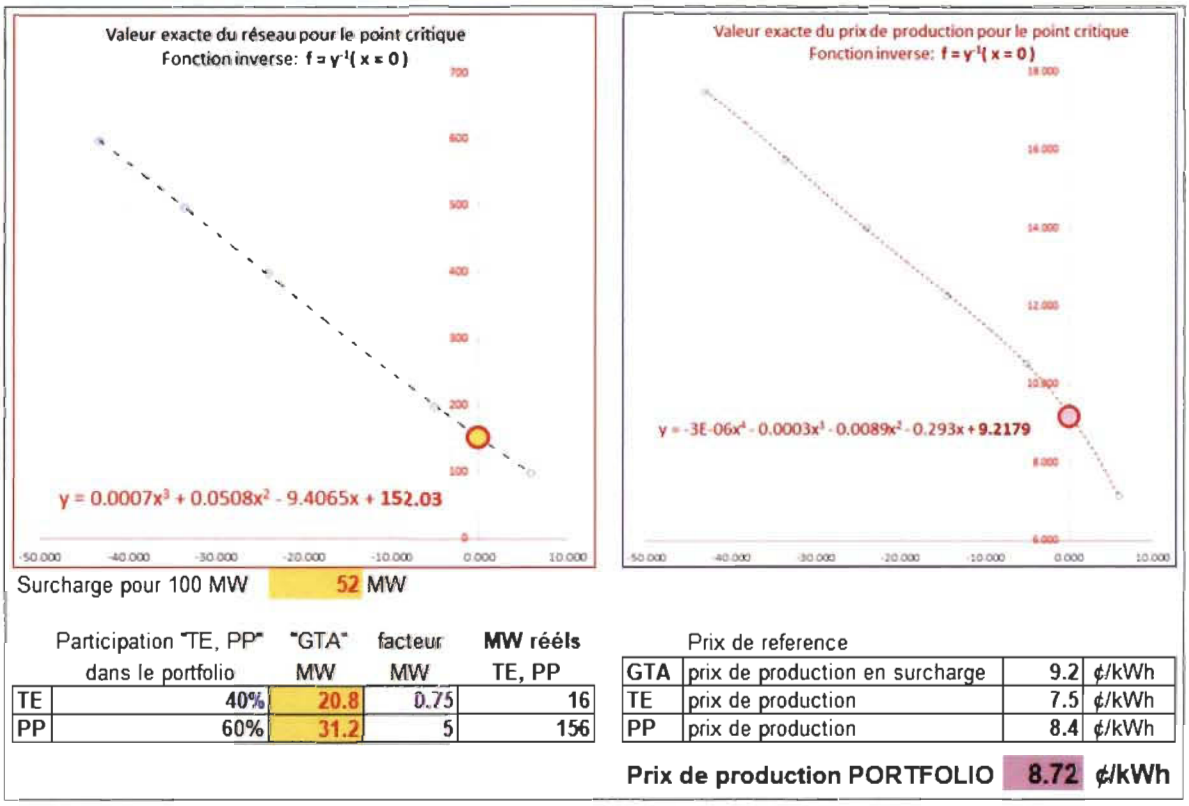

Fig. 14 : Calcul d'un portfolio optimal et du prix de production.

CHAPITRE 5 - DISCUSSIONS

La rentabilité d'une GTA en mode pointe est fragile et l'équilibre économique dépend fortement de la fiabilité, donc des coûts de maintenance.

En faisant varier différents paramètres, les simulations démontrent qu'il existe toujours un point critique pour un projet, par conséquent l'optimisation de la sursollicitation dans le réseau s'impose.

Dans le modèle utilisé, le prix correspondant au PHYDR a été inclus dans le prix global de maintenance GTA. Pour une meilleure estimation, il doit être séparé et les coûts réels des actifs touchés doivent être pris en compte. Cela implique que les budgets d'entretien soient répartis avec diligence et qu'une attention particulière soit portée au passage hydraulique.

Quelques considérations qui méritent une attention particulière :

- L'influence est encore plus prononcée si le groupe n'est pas neuf et s'il présente déjà des faiblesses;
- Pour être plus proche de la réalité, il faudrait considérer que le facteur d'utilisation du GTA descend avec le temps, donc les gains diminuent aussi;
- Forcer une unité à fonctionner en surcharge augmente le risque de panne affectant la sécurité de l'équipement;
- En faisant varier différents paramètres, les simulations démontrent qu'il n'y a aucun changement dans les conclusions concernant ni la valeur du point critique du projet ni l'optimisation du réseau;

- Un exercice avec une capitalisation « à perpétuité » dans le modèle technico-économique peut être fait pour analyser l'influence de cette méthode;
- Dans le modèle utilisé, le prix correspondant à la maintenance PHYDR a été inclus dans le prix global de la maintenance GTA, mais devrait être séparé pour être plus rigoureux;
- Pour une meilleure estimation, les maintenances doivent être séparées et les coûts réels des actifs doivent être pris en compte;
- Les budgets d'entretien doivent être répartis avec diligence et une attention particulière doit être portée au passage hydraulique;
- Contrairement aux défaillances de générateurs ou de turbines, qui ont tendance à conduire à des projets non rentables, les PHYDR sont difficiles à rénover et présentent des modes de défaillance pouvant conduire à des accidents majeurs aux conséquences dramatiques (Ferrand, 1958; Nicolet et al., 2018);
- La prise de décision pour l'exploitation du portefeuille de flotte devrait faire partie d'une étude basée sur les paramètres réels du réseau, ce qui mènerait à une optimisation du prix global de production.

CHAPITRE 6 - CONCLUSIONS

L'étude présente a analysé la disponibilité des PHYDR ensemble avec celle du GTA. Une attention particulière a été accordée, entre la fiabilité retenue comme mesure de performance de la disponibilité et la maintenance comme facteur principal d'influence sur la fiabilité et la durée de vie des équipements.

L'étude a ressorti l'importance du programme de maintenance pour garder un projet rentable dans un contexte d'exploitation en surcharge du GTA et implicitement de sursollicitation du PHYDR. Il est évident que la négligence de la maintenance préventive requise par la surcharge conduirait à des interventions correctives plus couteuses, voire même des conséquences catastrophiques.

La participation des GTA en régime de pointe et à l'équilibrage du réseau a été considérée et les limites imposées par les critères de rentabilité d'un projet pour l'exploitation en régime de pointe d'un groupe non conçu pour un tel mode d'exploitation ont été analysées.

Dans ce contexte, l'objectif principal proposé au début a été atteint : il a été démontré par calculs, analyse Delphi et simulations que la hausse de la maintenance, due à l'augmentation des efforts causée par les sursollicitations en production de pointe, impacte de façon importante la rentabilité en exploitation des groupes conçus seulement pour charge de base.

Il est important de connaître l'impact du nouveau mode de fonctionnement sur le plan d'affaires et d'adapter le programme de maintenance en conséquence.

Compte tenu des variables indépendantes identifiées, entre autres les critères de conception, le degré de surcharge, de cyclage, le nombre d'arrêts/démarrages, pour un GTA en particulier il sera possible de développer une stratégie d'exploitation et de maintenance afin de garantir la fiabilité, d'assurer la durée de vie et de contrôler les risques en opération.

Les conclusions sont applicables, tant pour les groupes déjà en production que pour des nouveaux projets à venir. Également, les considérations sont valables en commençant avec l'avant-projet « business case », le modèle de conception et la mise en service et en opération pendant le cycle de vie des équipements.

Plus précisément :

- Il a été démontré que de façon générale les dépenses de maintenance comme facteur primordial de rétablissement de la fiabilité ont une influence significative sur les flux de trésorerie.
- Pour chaque scénario étudié, il a été démontré qu'il existe un point critique en termes de MW ajoutés, au-delà duquel l'exploitation de GTA devient non rentable.
- Selon les paramètres spécifiques considérés pour le scénario de chargement, la charge critique peut aller de quelques pour cent à plusieurs fois la puissance de la GTA « maître », sans la rendre non rentable.
- Il est à noter qu'indépendamment de la participation du PHYDR dans l'ensemble de la maintenance du GTA, les conclusions de l'étude demeurent les mêmes.

CHAPITRE 7 - RECOMMANDATIONS

Par rapport aux objectifs secondaires, il reste à établir plus en détail les actions. Particulièrement pour les PHYDR, afin de faciliter l'applicabilité des résultats et faire le lien entre la théorie et la pratique, les facteurs spécifiques de chaque projet sont à considérer :

- Les critères de conception d'origine;
- Les critères actuels considérés pour la maintenance;
- Les méthodes du suivi de la dégradation.

Il faudrait établir une corrélation entre les sollicitations et les dégradations engendrées pour pouvoir décider des mesures correctives requises. Plus précisément, il reste à :

- Établir des PISTES DE SURVEILLANCE pour PHYDR;
- Élaborer un ENCADREMENT multidisciplinaire pour PHYDR;
- Proposer des révisions aux critères de conception;
- Ajuster les demandes mentionnées dans les cahiers de charges.

Quelques recommandations et pistes d'amélioration sont faites pour raffiner le modèle mathématique utilisé pour l'analyse :

- Afin de tirer des conclusions pour un projet donné, il serait nécessaire d'insérer dans le modèle des paramètres spécifiques de la centrale, du réseau et du contexte économico-financier.
- Pour améliorer les résultats, les hypothèses doivent être remplacées par des valeurs réelles spécifiques à chaque projet, telles que les dépenses réelles

d'exploitation et de maintenance, l'efficacité de la maintenance sur la fiabilité, l'évolution des coûts, etc.

- Conjointement avec des spécialistes d'HQ, adapter l'analyse technico-économique à la réalité d'HQ et élaborer une étude sur l'impact de l'exploitation en surcharge sur le plan d'affaire d'une centrale hydraulique.
- Approfondir l'analyse technico-économique en rajoutant aux paramètres propres du GTA des paramètres particuliers en lien avec le PHYDR (par exemple les valeurs de l'investissement initial / réinvestissements, la durée de vie réelle, l'évolution des dépenses de maintenance sur la durée de vie).
- Envoyer un questionnaire pour valider les conclusions et l'applicabilité de l'analyse technico-économique.

Afin d'augmenter la fiabilité et la durée de vie à travers le programme de maintenance, quelques mesures sont à prendre :

- Estimer la participation et l'impact des PHYDR dans l'ensemble du GTA, d'abord pour les sollicitations de pointe et ensuite pour la maintenance associée, afin d'orienter davantage la prise de décision.
- Mettre en évidence, dans le modèle mathématique, le détail de la participation de chaque type de sollicitation, entre autres les arrêts/démarrages, le cycling, les zones transitoires, le type de régulation de vitesse, les délestages, etc. (Bakken et Bjørkvoll, 2002; Gagnon et al, 2018; Nicolet et al., 2010).

- Réviser la Norme PHYDR d'HQ : P-GAG-N-038-2017 ***Analyse de la maintenance et évaluation de la dégradation des actifs - passages hydrauliques*** afin de considérer les conclusions de la présente étude.
- Consulter aussi les normes PHYDR existantes chez d'autres producteurs hydroélectriques.
- Faire un recueil des normes internationales applicables, identifier et considérer les recommandations faites surtout pour les PHYDR (ex. : IEC, ASME, IEEE, etc.).

Des décisions concernant la rentabilité des projets s'imposent :

- Compte tenu des facteurs de stress applicables aux différents producteurs lors de l'exploitation en régime de pointe, il est approprié d'utiliser des panneaux photovoltaïques plutôt que des turbines éoliennes.
- Étant donné que ces technologies évoluent, il serait judicieux que le plan d'affaires envisage un portefeuille contenant un mélange de panneaux photovoltaïques et des turbines éoliennes.
- Afin de faire un choix judicieux pour un portfolio à l'étape de « bussiness case », même s'il était préférable d'implanter un nouveau groupe conçu pour la production en pointe au lieu d'adapter un vieil existant, il serait bénéfique de faire une analyse de sensibilité, étudier un arbre de décision utilisant le calcul bayésien (voir détails dans le chapitre 3.5 et à l'***Appendice C***).

RÉFÉRENCES

Adamkowski A., Lewandowski M. et Lewandowski S. (2010). Evaluation of the Remaining Lifetime of Steel Penstocks in Hydropower Plants. 16th International Seminar on Hydropower Plants, Vienna University of Technology.

Bakken B. et Bjørkvoll T. (2002). Hydropower Unit Start-up Costs. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting.* https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1043646.

Blank, L.T., Tarquin, A.J. et Iverson, S., (2013). Économie pour ingénieurs. *Chenelière McGraw-Hill. Montréal, Canada.*

Bråtveit K., Bruland A., Brevik O. (2016). Rock falls in selected Norwegian hydropower tunnels subjected to hydropeaking. Tunnelling and Underground Space Technology no 52.

Bureau of Reclamation. (1977). Welded Steel Penstock. US Department of the Interior, Engineering Monograph No 3.

Chengguo S., Chuntian C. et Peilin W. (2018). An MILP model for short-term peak shaving operation of cascaded hydropower plants considering unit commitment. *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering & IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe.*

Codrington J.B., Harrison M., Pereira L. et Falvey H.T. (1982). Computer Representation of Electrical System Interaction with a Hydraulic Turbine and Penstock. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS-101.* https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4111647.

Electrical Power Research Institute. (2016). Choosing Electricity Generation Technologies, Generation Technology Reference Card. *EPRI 3002007003, 18 March.*

Ferrand G. (1958). À propos du cinquantenaire d'une conduite forcée. *La Houille Blanche n° 2, France.*

Gagnon M., Thibault D. et Blain M. (2018). On the expected monetary value of hydroelectric turbine start-up protocol optimisation. *World Congress on Engineering Asset Management.* https://www.researchgate.net/publication/337745383.

Garceau J., Abdul-Nour G., Gharbi A. et Lakshmanan R. (1996). Analyse de rentabilité en ingénierie. *Les éditions SMG. Trois-Rivières, Canada.*

Girma T.C. et Rakesh S. (2019). Trends in an increased dependence towards hydropower energy utilization - a short review. *Cogent Engineering Journal, Volume 6*, https://doi.org/10.1080/23311916.2019.1631541.

Gordon J.L. (1978). Design criteria for exposed hydro penstocks. The Canadian Journal of Civil Engineering, no 5.

Hydro-Québec (2020). 2019 Rapport annuel - Hydro-Québec. https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel.pdf

International Renewable Energy Agency. (2018). Renewable power generation costs in 2017. IRENA Journal January. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/-Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

Komljenovic D. (2020, Hiver). *GES 802-02 : Analyse de faisabilité* [notes de cours]. Département de gestion, École de technologie supérieure, Montréal, Québec, Canada. https://www.etsmtl.ca/etudes/cours/GES802

Lazar C., Gagnon M. et Abdul-Nour G. (2021). A Look at the Influence of Hydraulic Power Generator Operation on Hydraulic Passages. *31st European Safety and Reliability Conference, Angers, France.* https://cmswebonline.com/esrel2021-epro/pdf/225.pdf

LMH Laboratory for Hydraulic Machines. (2013). Hydropower stations performance and flexible operation towards lean integration of new renewable energies. L'École polytechnique fédérale de Lausanne, *HYPERBOLE FP7 – ENERGY Journal of Physics*.

March P. (2017). Flexible Operation of Hydropower Plants. *EPRI Journal, 3002011185, Palo Alto, USA.*

Nguyen T., Ozaslan T., Miller I.D., Keller J., Loianno G., Taylor C.J., Lee D.D., Kumar V., Harwood J.H. et Wozencraft J. (2018). U-Net for MAV-based Penstock Inspection: an Investigation of Focal Loss in Multi-class Segmentation for Corrosion Identification. Computer Science. ArXiv. https://arxiv.org/abs/1809.06576.

Nicolet C., Berthod R., Ruchonnet N., et Avellan F. (2010). Evaluation of possible penstock fatigue resulting from secondary control for the grid. *IEEE Journals & Magazine.*

Riggs, H.E., (1996). Financial and Economic analysis for Engineering and Technology Management. *4th Edition, Wiley, Etats Unis.*

Sharfuddin A. K. (2014). Decision Making Using Engineering Economic Tools: A Real Case Study, Industrial Engineering & Management vol. 3: 126. http://dx.doi.org/10.4172/2169-0316.1000126

Uría-Martínez R., Johnson M. et O'Connor Patrick W. (2018). 2017 Hydropower Market Report. US Department of Energy - Oak Ridge National Laboratory.

US Bureau of Reclamation (2005). Hydroelectric Power. US Department of the Interior - Hydropower Program.

US Energy Information Administration (2003). World Energy Investment Outlook. IEA Publications November 2003. Ed. STEDI France. p. 349.

Wencheng G., Jiandong Y., Jieping C. et Yi T. (2014). Effect mechanism of penstock on stability and regulation quality of turbine regulating system. Publishing Corporation, Mathematical Problems in Engineering. Volume 2014.

Appendice A
Matrice de la Revue de littérature

Matrice de la revue de littérature

Titre/Auteur/ Journal/Année	Objectif	Méthodologie	Hypothèses	Variables	Conclusions
_A_ **À propos du cinquantenaire d'une conduite forcée** *Ferrand G* La Houille Blanche n° 2 France mars-avril 1958	Faire un survol des épreuves d'une conduite forcée pendant 50 ans d'exploitation	Revue de littérature, évolution des concepts. Études de cas.	Les accidents sont survenus dû : - au manque de connaissances dans un domaine novateur / de pionnérat - à la conception peu évoluée - à des phénomènes inconnus survenus pendant l'exploitation	Plusieurs facteurs identifiés, 4 retenus - exploitation en charge partielle, transitoire - phénomène de «pompage» - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - l'épaisseur des tôles (au plus égale à 20 mm) - conduite rivées - conduite soudées - coups de bélier - essais hydrostatique - facteurs météo (gel des conduites / équipements) - envenimements occasionnels (délestages, vidanges) - maintenance conditionnelle (suivi, maj) - présence dans la conduite des corps étrangers - manomètres enregistreurs	- les événements importants survenus au fil des années ont contribué à l'évolution de la conception et à l'exploitation des nouvelles conduites : -suite à ceux premières ruptures, les trous de rivets furent dorénavant percés à la mèche, depuis tout poançonnage étant prohibé. -les canaux d'amenée et les chambres d'eau furent désormais mis à l'abri et généralement installés en souterrain. -prévoir les la conduites avec des manomètres enregistreurs - essais hydrostatique = épreuve hydraulique des tuyaux faite chez le Constructeur au double de la pression maximale (le pression normale de marche). - cycling, peacking, A/D fréquente ne sont pas considéré : lacune
_B_ **Flexible Operation of Hydropower Plants** *March Patrick* EPRI Journal, 3002011185 Palo Alto, CA, USA 2017	Deux objectifs concernant l'exploitation flexible / peakng - faire un survol des connaissances afin d'évidencier et classer les principaux facteurs à considérer dans la dégradation accélérée des GTA et de l'infrastructure (PHYDR) - basé sur l'opinion des experts, proposer des modèles de comportement et des mesures qui s'imposent pour adapter l'équipement à la demande.	Revue de littérature, des théories, des concepts. Études de cas. Opinion des experts	L'opération flexible influence directement le PHYDR (conduit force, bâche spirale, aspirateur) Les facteurs d'influence doivent être classifiées en fonction de l'utilisation du mode opératoire flexible (peaking / cycling) et de l'impact sur la dégradation du PHYDR.	Plusieurs facteurs identifiés, 6 retenus. Les facteurs qui influencent la fiabilité des PHYDR sont groupés en deux catégories - qui diminuent la fiabilité (sollicitations) - qui augmente la fiabilité (maintenance) VI SOLICITATIONS - cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) - type de réseau en équilibrage - opération flexible - opération intermittente - exploitation en charge partielle, transitoire - fatigue - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - conception adaptée VI INTERVENTION S - maintenance périodique (inspections) - maintenance conditionnelle (suivi, maj) - maintenance corrective (réparations des défaillances)	- les GTA hydraulique sont fortement sollicités pour - équilibrer un réseau producteur mode (nucléaire, solaire, éolienne, etc) - niveler les pics / pointes de consommation journalières - la dégradation accélérée se traduit dans un besoin accru en maintenance. - par la fatigue, l'opération flexible serait approximativement huit fois plus dommageable que l'opération de base. - étude de cas: analyse des deux groups d'une même centrale exploités différemment: - 16 A/D par jour sont associés avec une durée de vie de 1,325 ans. - 48 A/D par jour (3 fois plus) sont associés avec une durée de vie de 532 ans (2 5 fois plus courte). - il y a un besoin évident de ré-estimer durée de vie des centrales hydro en rapport avec la fatigue relative. - la GDA demande une méthodologie qui considère les coûts effectifs et prédit la durée de la vie résiduelle des actifs - l'auteur recommande : - l'étude du phénomène par cueillette d'information sur la dégradation, modélisation en éléments finis, simulations CFD, l'analyse de fatigue. - mesures d'atténuation par inspections de maintenance, utilisation des modèles de maintenance, monitoring de la pression bâche / conduite forcée / tube aspirateur, maintenance corrective, réparations des dégâts imprévus.
_C_ **Computer Representation of Electrical System Interaction with a Hydraulic Turbine and Penstock** *J B. Codrington; M. Harrison Millet; L. Pereira; H.T. Falvey* IEEE, 81 IPGC (Joint Power Generation Conference) 920-8. p 2011 august 1982	Proposition d'un modèle digital pour représenter les effets hydrauliques dans la turbine et dans PHYDR	Revue des théories, des concepts Étude de cas	Les modes vibratoires ont une importance majeure dans l'ensemble des interactions turbine / alternateur / PHYDR L'alternateur a un rôle important dans la vibration du groupe et le système d'excitation de l'alternateur pourrait être utilisé pour atténuer / modifier les fréquences de vibration du PHYDR	Plusieurs facteurs identifiés, 3 retenus - exploitation en charge partielle, transitoire - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - interaction fréquentielle - conception adaptée - maintenance corrective (réparations des défaillances)	- la modélisation mathématique peut être appliquée dans n'importe quel niveau de détail souhaité pour analyser et pour anticiper le comportement d'un groupe hydro-électrique et les systèmes associées, y compris le PHYDR. - les sollicitations importantes des PHYDR à considérer en charge partielle sont: - pulsations de pression de la conduite forcée - pulsations de pression (fréquence externe / sollicitation et naturelle) dans le tube aspirateur - résonance entre les fréquences dans le tube aspirateur et celles de la conduite forcée ou de la partie tournante

Titre/Auteur/ Journal/Année	Objectif	Méthodologie	Hypothèses	Variables	Conclusions
_D_ **Evaluation of the Remaining Lifetime of Steel Penstocks in Hydropower Plants** *Adamkowski A., Lewandowski M., Lewandowski S* 16th International Seminar on Hydropower Plants, Vienna University of Technology novembre 2010	Proposer un modèle basé sur la théorie de la croissance des fissures pour évaluation de la durée de vie restante des conduites forcées en acier	Revue de littérature, des théories, des concepts. Études de cas.	Le type de mode opératoire, le type de régime transitoire, leur fréquence et leur variabilité, ont un impact majeur sur la durée de vie de PHYDR Les cycles de remplissage vidange des conduits forcées occasionne les plus grands sollicitations.	Plusieurs facteurs identifiés, 5 retenus - cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) - exploitation en charge partielle, transitoire - la fréquence de l'exploitation en régimes transitoires - histoire des sollicitations en fatigue - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - turbine / turbine pompe - matériaux des PHYDR - coefficients de concentration - envenimements occasionnels (délestages, vidanges) - maintenance conditionnelle (suivi, maj)	- le modèle donne un mode optimal d'opération à utiliser pour diminuer les charges qui s'exercent sur PHYDR, afin de prolonger sa durée de vie. - le modèle est utile pour planifier les dépenses, pour l'amélioration de l'exploitation et pour gérer le remplacement des composants critiques du GTA.
_E_ **Evaluation of possible penstock fatigue resulting from secondary control for the grid** *Nicolet C., Berthod R. Ruchonnet N., Avellan F.* IEEE Journals & Magazine 2010	Analyse des sollicitations des composants de la centrale électrique, incluant PHYDR en utilisant un programme de simulation en créant des événements hydrauliques pour effectuer une analyse de la fatigue	Revue de littérature, des théories, des concepts. Opinion des experts	Les centrales hydro-électriques jouent un rôle important dans la stabilité du réseau électrique. Les services publics d'électricité sont de plus en plus préoccupés de la durée de vie des composants de la centrale à cause de l'influence du phénomène de peakng en constante évolution	Plusieurs facteurs identifiés, 5 retenus - cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) - exploitation en charge partielle, transitoire - fluctuations de pression dans la conduite forcée - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - contraintes de fatigue admissibles - envenimements occasionnels (délestages, vidanges) - maintenance périodique (inspections) - maintenance conditionnelle (suivi, maj) - maintenance corrective (réparations des défaillances)	- l'effet dominant en fatigue est donné par les fréquences naturelles et l'amplitude de la variation de pression au long de la conduite forcée. - la teneur énergétique des oscillations de masse est élevée pour les fréquences basses, en particulier dans la parbe supérieure de la conduite forcée ou la pression statique est généralement assez faible.
_F_ **Welded Steel Penstock** *Bureau of Reclamation* *United States Department of the Interior* Engineering Monograph No. 3 1977	Deux objectifs. - fait une mise à jour sur les conduites forcées des centrales hydro-électriques - récapitule des recommandations pour la conception et à la construction de passages hydrauliques en acier soudées	Revue de littérature, des théories, des concepts.	Les PHYDR doivent être aussi efficaces sur le plan hydraulique que sur la capacité de résister à la hauteur de la colonne d'eau.	Plusieurs facteurs identifiés, 6 retenus - cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) - exploitation en charge partielle, transitoire - pertes de charge - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - ouverture / fermeture rapide des vannes - sollicitations thermiques - cheminée d'équilibre - maintenance périodique (inspections) - maintenance conditionnelle (suivi, maj) - maintenance corrective (réparations des défaillances)	- face aux facteurs qui influencent l'exploitation en régime anormale d'une hydrocentrale, l'attention est concentrée sur les PHYDR construites en acier soudé, qui doivent être construites en accord avec le Code ASME Section VIII. - dans le but de protéger les PHYDR des activités de maintenance périodique, conditionnelle et corrective s'imposent. - de plus PHYDR doivent être sécuritaires afin de prévenir les défaillances qui entraîneraient des pertes de vies et de biens.
_G_ **Design criteria for exposed hydro penstocks** *Gordon J.L.* The Canadian Journal of Civil Engineering, no 5, pag 340-351 1978	Établir les critères de calcul des coefficients de sécurité et les procédés de contrôle de la qualité correspondants, qui sont utilisés pour les conduites forcées en acier	Revue de littérature, des théories, des concepts.	En absence des règlements spécifiques pour calculer les conduites forcées hydrauliques, les concepteurs devaient faire références à des normes en vigueur et contribuer à l'évolution des propres normes.	Plusieurs facteurs identifiés, 3 retenus - exploitation en charge partielle, transitoire - difficultés en régulation de vitesse - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - coups de bélier en exploitation normale - envenimements occasionnels (délestages, vidanges)	- dans tous les penstocks, les contraintes doivent être combinées conformément à la théorie de l'énergie de la souche afin d'obtenir le niveau de stress combiné maximal. - les ingénieurs doivent utiliser les facteurs de stress dans le calcul des conduites forcées qui subissent des coups de bélier d'urgence.

Titre/Auteur/ Journal/Année	Objectif	Méthodologie	Hypothèses	Variables	Conclusions
_H_ **Rock falls in selected Norwegian hydropower tunnels subjected to hydropeaking** *Bråtveit K, Bruland A., Brevik O.* Tunnelling and Underground Space Technology no 52, pag 202–207 2016	Analyser les « modèles de production hydro-peacking » devenus de plus en plus fréquents et qui endommagent les PHYDR.	Revue de littérature, des concepts. Études de cas.	Les tendances récentes du marché de l'énergie ont conduit à ce que l'on appelle les modèles de production hydro-pic, qui augmentent la fréquence des situations de débit instable dans les conduites forcées.	Plusieurs facteurs identifiés, 6 retenus - cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) - exploitation en charge partielle, transitoire - oscillations de la masse d'eau - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - envenimements occasionnels (délestages, vidanges) - maintenance périodique (inspections) - maintenance corrective (réparations des défaillances)	- les résultats d'inspection d'une longueur totale de 107 km, indiquent que la fréquence et le volume total des chutes de roches augmentent si un tunnel est soumis à des hydro-peakings - en Norvège, la moitié des PHYDR ont vu des réfections après la mise en service, surtout pour augmentation du débit / puissance GTA.
_I_ **U-Net for MAV-based Penstock Inspection: an Investigation of Focal Loss in Multi-class Segmentation for Corrosion Identification** *Nguyen, Ty et al.* Computer Science, ArXiv 2018	Proposer une méthode d'inspection interne des PHYDR par imagerie effectuée avec des drones.	Revue de littérature, des concepts. Études de cas.	L'infrastructure PHYDR existante est soi vielle, soi exposée à des sollicitations dynamiques qui peuvent l'endommager drastiquement avec des conséquences irréversibles.	Plusieurs facteurs identifiés, 1 retenu - maintenance périodique (inspections) - inspection autonome - détection automatique des défauts	- afin de prévenir l'endommagement de l'infrastructure hydroélectrique, d'orienter l'entretien périodique et d'anticiper une avarie, des inspections et une maintenance soutenue s'imposent.
_J_ **Effect Mechanism of Penstock on Stability and Regulation Quality of Turbine Regulating System** *Wencheng G.,Jiandong Y., Jieping C. and Yi T.* Hindawi Publishing Corporation Mathematical Problems in Engineering Volume 2014 novembre 2014	Deux objectifs : - modéliser du phénomène d'inertie de l'eau et de la perte de charge dans la conduite forcée - proposer des actions pour atténuer les effets hydrauliques indésirables.	Revue de littérature, des théories, des concepts.	Le phénomène de coup de bélier dans les conduites forcées est bien présent et produit des effets hydrauliques qui empêchent le bon fonctionnement du GTA.	Plusieurs facteurs identifiés, 3 retenus - exploitation en charge partielle, transitoire - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - envenimements occasionnels (délestages, vidanges)	- dans certains cas, la nécessité d'installation d'un réservoir de surpression s'imposerait afin de réduire l'effet de coup de bélier.

Titre/Auteur/ Journal/Année	Objectif	Méthodologie	Hypothèses	VARIABLES INDEPENDENTES	Conclusion
_K_ **Trends in an increased dependence towards hydropower energy utilization—a short review** Girma T. Chala1, M. I. N. Ma'Arof, Rakesh Sharma 19 June 2019	Motiver l'utilisation de l'energie hydroelectrique	Revue de littérature, Article de recherche	L'energie hydrolique, la plus propre, moins domageable, la plus adaptable à la demande du reseau	Plusieurs facteurs identifiés, 4 retenus -cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution - exploitation en charge partielle, transitoire - phénomène de «pompage» - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - maintenance conditionnelle (suivi, maj)	-micro-hydrocentrales plus efficientes -low maintenanace -etablier immediate la source d'energie après une penne
_L_ **Hydropower stations performance and flexible operation towards lean integration of new renewable energies** LMH Laboratory for Hydraulic Machines, L'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne HYPERBOLE FP7 – ENERGY, No 608532, 2013	Le comportement de centrales hydroelectrique et les phénomènes qui se manifestent pendant le processus compensateur avec l'energie hydroelectrique	Revue de littérature, évolution des concepts, experiments	Les phomenes de cycling et A/D sollicitent les turbines et les passages hydrauliques.	Plusieurs facteurs identifiés, 5 retenus -cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) -picking -exploitation en charge partielle, transitoire - phénomène de «pompage» - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - envenimements occasionnels (délestages, vidanges) - maintenance conditionnelle (suivi, maj)	-identifier d'une méthodologie afin que le comportement des centrales hydraulique dans des *conditions transitoires* soit mieux contrôlé.
_M_ **An MILP Model for Short-term Peak Shaving Operation of Cascaded Hydropower Plants Considering Unit Commitment**	La poposition d'un modèle mathématique pour niveler les pics de consommation pour les centrales hydroélectriques.	Revue de littérature, évolution des concepts Modele mathematique	Un modele mathematique pour niveler les pics de demande en reseaux	Plusieurs facteurs identifiés, 3 retenus -cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) -exploitation en charge partielle, transitoire	-un modeles matematiques à l'aide duquel on peut nivéler les pics de consumation en reseaux
_N_ **2017 Hydropower Market Report**	Rapport détaillé du reseau amaericaine des hydrocentrales	Revue de littérature, statistiques	La demande d'energie electrique est en croisance et	Plusieurs facteurs identifiés, 7 retenus -cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) - exploitation en charge partielle, transitoire - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - envenimements occasionnels (délestages, vidanges) - maintenance conditionnelle (suivi, maj) - maintenance périodique (inspections) - maintenance corrective (réparations des défaillances	Etat donnés la demande continue d'energie, il faut que les sollicitations soient contracarés par les actions de maintenance.
_O_ **Hydroelectric Power** **US Dep Of the Interior** **Bureau of Reclamation** **Power Redources Office** **July 2005**	Comprendre comment l'eau transportée par les passages hydrauliques alimente la turbina qui produit l'energie électrique et comment animer cette activité avec les nouvelle lois	Explication des phénomènes	Developing small plants (low-head hydropower) est plus économique et moins poluant	Plusieurs facteurs identifiés, 4 retenus -cycling, peacking, A/D fréquents (concept vs actuelle / evolution) - critères de conception (surpression en coups de bélier vs Pression admissible) - exploitation en charge partielle, transitoire	-l'hydrocentrales sont de plus en plus soumises à l'operation flexible et elle s'adaptent le mieux aux phenomenes de pics d'energie, à la n'importe quelle demande en reseaux

Appendice B
Hypothèses et paramètres du modèle mathématique

Hypothèses et paramètres utilisés dans le modèle mathématique

 # hyp 1 : L'exploitation est considérée pendant 24 heures par jour et sur une base régulière de 240 jours par année.

 # hyp 2 : Vers la fin de la vie, à cause des arrêts plus fréquents requis pour la maintenance, de la gestion du risque en exploitation, le groupe peut devenir moins disponible surtout dans un petit réseau où la planification des ressources est difficile. Ce phénomène commencerait après le premier tiers de vie (15 ans) et fait baisser la disponibilité de façon linéaire pour arriver à environ 80 % en fin de vie.

 # hyp 3 : Le pourcentage de temps où le groupe est utilisé pour la production en pointe. Permets de calculer la fraction de vente qui correspond au prix de vente en énergie. Pour un groupe normal, il est considéré faible (environ 10 %), tandis que pour une exploitation en surcharge, que le groupe soit conçu ou non pour ce mode, il est plus élevé (minimum 50 %).

 # hyp 4 : Le Prix de vente en ÉNERGIE est le prix encaissé pour ce mode d'exploitation.

 # hyp 5 : Le Prix de vente en PUISSANCE est le prix encaissé pour ce mode d'exploitation.

 # hyp 6 : Indice annuel d'augmentation du prix de l'électricité.

 # hyp 7 : La valeur de l'investissement initial unitaire inclut le barrage, les groupes, l'infrastructure, les lignes de transport et distribution, etc. Pour les groupes spécialement conçus pour la production en pointe, afin d'être être adaptés à une exploitation ''en surcharge'', le coût unitaire de l'investissement initial augmenterait avec un facteur de robustesse de 10 %.

 # hyp 8 : Montant de l'investissement initial, si connu.

 # hyp 9 : La valeur finale de l'actif est considérée supérieure à zéro si une partie de l'investissement peut être utilisée en cas de rééquipement en fin de vie. Si le paramètre est mis à zéro, la valeur résiduelle est annulée et l'investissement est amorti en totalité (le remboursement du capital et l'amortissement comptable seront identiques).

 # hyp 10 : Montant de la valeur finale, de récupération, si connue.

 # hyp 11 : La durée de vie du GTA serait de 50 ans, considérée identique dans tous les cas de figure pour permettre une comparaison facile des scénarios.

 # hyp 12 : Un prix de production de référence, une moyenne du parc de production, est utilisé comme base de calcul pour quantifier le pourcentage des dépenses en exploitation et maintenance. Une valeur de 3 ¢/kWh est considérée. Ce prix inclut le transport, la distribution de l'énergie, ainsi que les assurances.

 # hyp 13 : Les Dépenses d'exploitation annuelles sont estimées en pourcentage d'un prix moyen/générique de production. Pour l'ensemble du parc d'HQ 10 % seront considérés, tandis que pour de plus petits producteurs 20 % seront utilisés.

 # hyp 14 : Grâce à l'automatisation du réseau entre autres, les dépenses d'exploitation annuelles vont descendre de façon linéaire pour arriver à 80 % vers la fin de la vie.

 # hyp 15 : Les Dépenses de maintenance annuelles sont estimées en pourcentage d'un prix moyen/générique de production. Pour l'ensemble du parc d'HQ 10 % seront considérés, tandis que pour de plus petits producteurs 20 % seront utilisés.

 # hyp 16 : Pour utilisation selon les modes d'exploitation prévus à la conception, l'effort de maintenance augmentera progressivement d'environ 25 % sur la durée de vie à cause du vieillissement de l'équipement. Pour un groupe normal forcé en régime de production en pointe, l'augmentation des couts de maintenance sera amplifiée à cause de la sursollicitation pour arriver à 200 % en fin de vie [voir la Démarche Delphi]. La montée sera linéaire et commencera pour un groupe en exploitation normale à partir du premier tiers de vie (après 15 ans). Pour un groupe conçu pour exploitation en pointe la montée commencera après 5 ans, tandis que pour un groupe normal forcé en régime de pointe dès la première année.

 # hyp 17 : Pour un groupe conçu pour exploitation en pointe, en plus de la conception qui doit être plus robuste, l'effort de maintenance sera plus important pour répondre aux conditions d'exploitation plus sévères. Il a été estimé une maintenance de base de 50 % plus élevée que pour un groupe normal.

 # hyp 18 : Pour un groupe normal qui n'est pas conçu pour l'exploitation en régime de pointe, mais qu'il y est exploité, l'effort de maintenance augmentera avec l'augmentation des sollicitations auxquelles le groupe sera soumis. Il est

estimé que pour équilibrer une charge équivalente (càd 100 MW instables ajoutés en réseau avec le groupe maitre de 100 MW), la maintenance sera de 50 % plus élevée que la maintenance d'un groupe conçu pour exploitation en en pointe [voir # hyp 17 et la méthode Delphi]. Il est supposé que les interventions de maintenance redonnent la fiabilité et garantissent les performances de l'équipement en exploitation sur la même durée de vie de référence.

 # hyp 19 : Pour un groupe normal amené en pointe/pour équilibrer des charges supérieures, il est supposé que pour chaque tranche supplémentaire de 100 MW instables ajoutés en réseau, la maintenance augmentera avec une tranche correspondante de 50 % de la maintenance d'un groupe conçu pour exploitation en pointe [voir # hyp 18].

 # hyp 20 : Augmentation du prix de la main-d'œuvre due à l'inflation.

 # hyp 21 : Le Taux d'intérêt sur emprunt. Le modèle considère que l'investissement est couvert en totalité par emprunt à la banque. Le remboursement de l'emprunt se fait en payements égaux sur toute la durée de vie de l'actif et le payement de l'intérêt couru se fait à la fin de chaque année.

 # hyp 22 : L'amortissement de l'équipement se fait de façon linéaire sur toute la durée de vie de l'actif.

 # hyp 23 : Les taxes sur les services publics (TSP) sont calculées en fonction de la valeur nette des actifs (VNA) du réseau HQ.

 # hyp 24 : La valeur des Redevances hydrauliques au Gouvernement a été de 0.7 G$ pour 2019 pour l'ensemble du parc de production d'HQ.

 # hyp 25 : Le montant à transférer chaque année au gouvernement est calculé en proportion de la puissance du groupe et la puissance installée du parc d'HQ. En 2019 la valeur des Dividendes versés au Gouvernement a été de 3,5 G$ pour l'ensemble du parc de production d'HQ.

 # hyp 26 : Impôts sur le revenu en vente d'électricité. Pour HQ, cette valeur est nulle.

 # hyp 27 : Le taux utilisé pour l'actualisation des valeurs futures (TRAM après-impôts).

Appendice C
Arbre de décision par calcul bayésien

Analyse de rentabilité par calcul bayésien d'un vieux vs un nouveau GTA

La question qui se pose : serait-il plus rentable de réfectionner / convertir un vieux GTA et l'utiliser par la suite pour la production en pointe ou en alternative de construire un nouveau GTA adapté dès la conception à l'exploitation en régime de pointe? Pour répondre à cette question, la méthode classique d'analyse de rentabilité avec arbre de décision par calcul bayésien a été adaptée à notre problématique (Komljenovic, 2020). Les deux solutions sont considérées équiprobables et sont comparées pour une durée de vie de 50 ans.

A) Hypothèses pour un vieux GTA non conçu pour la production en pointe, mais qui serait réfectionné afin d'être utilisé dans ce mode d'exploitation :

- Investissement pour réfection et mise à jour des équipements : 10 % du coût initial = 37.2 M$

Scénario optimiste :

- Probabilité d'augmentation des revenus : 40 %
- Augmentation des revenus (par exportation) = 115.25 – 31.7 = 83.55 M$

Centrale typique		100	MW				
Facteur d'utilisation moyen GTA (neuf)		240	jours/année	hyp 1			
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie		75%		hyp 2			115,250
Facteur de participation à l'EXPORTATION		100%		hyp 4			11,624
Prix de vente reseau interne		5	¢/kWh	hyp 3	sur le marché, inclut transport et distribut		
Prix de vente EXPORTATION		7	¢/kWh	hyp 5	principalement en peaking		
Indice annuel d'augmentation du prix		1%		hyp 6			
Cout unitaire de l'investisement initial		2000	[$/kW]	hyp 7			
Investisement initial		372	[M$]	hyp 8	valeur AIE 2003 actualisée (f = 1,02 ^ 17		
Pourcentage Valeur finale/initialle		25%		hyp 9			
Valeur finale		93	[M$]				
DEPENSES exploitation annuelles		5,256	[M$]		depenses	60 % = banque	
Facteur de baisse Dea		80%		hyp 10		20% = exploitation	
DEPENSES maintenance annuelles		5,256	[M$]			20 % = maintenance	
Facteur d'augmentation Dma		200%		hyp 14		3 ¢/kWh	

Scénario pessimiste :

- Probabilité d'augmentation des revenus : 60 %
- Augmentation des revenus (par exportation) = 68.861 – 31.7 = 37.161 M$

Centrale typique		100	MW				
Facteur d'utilisation moyen GTA (neuf)		240	jours/année	hyp 1			
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie		75%		hyp 2			68,861
Facteur de participation à l'EXPORTATION		50%		hyp 4			6,945
Prix de vente reseau interne		5	¢/kWh	hyp 3	sur le marché, inclut transport et distribut		
Prix de vente EXPORTATION		7	¢/kWh	hyp 5	principalement en peaking		
Indice annuel d'augmentation du prix		1%		hyp 6			
Cout unitaire de l'investisement initial		2000	[$/kW]	hyp 7			
Investisement initial		372	[M$]	hyp 8	valeur AIE 2003 actualisée (f = 1,02 ^ 17		
Pourcentage Valeur finale/initialle		25%		hyp 9			
Valeur finale		93	[M$]				
DEPENSES exploitation annuelles		5,256	[M$]		depenses	60 % = banque	
Facteur de baisse Dea		80%		hyp 10		20% = exploitation	
DEPENSES maintenance annuelles		5,256	[M$]			20 % = maintenance	
Facteur d'augmentation Dma		200%		hyp 14		3 ¢/kWh	

B) Hypothèses pour nouveau GTA conçu pour l'exploitation en régime de pointe :

- Investissement = 410 – 102 = 308 M$

Scénario optimiste :

- Probabilité optimiste des revenus : 90 %
- Revenus optimistes (par exportation) = 374.806 M$

Centrale typique	100	MW				
Facteur d'utilisation moyen GTA (neuf)	240	jours/année	hyp 1			
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie	75%		hyp 2			374,806
Facteur de participation à l'EXPORTATION	90%		hyp 4			6,816
Prix de vente reseau interne	5	¢/kWh	hyp 3	sur le marché, inclut transport et distribut		
Prix de vente EXPORTATION	7	¢/kWh	hyp 5	principalement en peaking		
Indice annuel d'augmentation du prix	1%		hyp 6			
Cout unitaire de l'investisement initial	2200	[$/kW]	hyp 7			
Investisement initial	410	[M$]	hyp 8	valeur AIE 2003 actualisée (f = 1,02 ^ 17		
Pourcentage Valeur finale/initialle	25%		hyp 9			
Valeur finale	102	[M$]				
DEPENSES exploitation annuelles	5,256	[M$]		depenses	60 % = banque	
Facteur de baisse Dea	80%		hyp 10		20% = exploitation	
DEPENSES maintenance annuelles	7,884	[M$]			30 % = maintenance	
Facteur d'augmentation Dma	200%		hyp 14		3,513 ¢/kWh	

Scenario pessimiste :

- Probabilité pessimiste des revenus : 10 %
- Revenus pessimistes (par exportation) = 300.582 M$

Centrale typique	100	MW				
Facteur d'utilisation moyen GTA (neuf)	240	jours/année	hyp 1			
Facteur de disponibilité GTA en fin de vie	75%		hyp 2			300,582
Facteur de participation à l'EXPORTATION	10%		hyp 4			-0,670
Prix de vente reseau interne	5	¢/kWh	hyp 3	sur le marché, inclut transport et distributi		
Prix de vente EXPORTATION	7	¢/kWh	hyp 5	principalement en peaking		
Indice annuel d'augmentation du prix	1%		hyp 6			
Cout unitaire de l'investisement initial	2200	[$/kW]	hyp 7			
Investisement initial	410	[M$]	hyp 8	valeur AIE 2003 actualisée (f = 1,02 ^ 17		
Pourcentage Valeur finale/initialle	25%		hyp 9			
Valeur finale	102	[M$]				
DEPENSES exploitation annuelles	5,256	[M$]		depenses	60 % = banque	
Facteur de baisse Dea	80%		hyp 10		20% = exploitation	
DEPENSES maintenance annuelles	7,884	[M$]			30 % = maintenance	
Facteur d'augmentation Dma	200%		hyp 14		3,513 ¢/kWh	

L'analyse de la Valeur présente pour les revenus espérés des deux solutions donne :

GTA vieux et réfectionné / converti pour utilisation :

[Augmentation optimiste des revenus] x [Probabilité optimiste d'augmentation des revenus] + + [Augmentation pessimiste des revenus] x [Probabilité pessimiste d'augmentation des revenus] – [Investissement pour réfection] = Valeur présente

83.555 x 40 % + 37.161 x 60 % - 37.2 = 18.51 M$

GTA nouveau conçu pour l'exploitation en régime de pointe :

[Revenus optimistes] x [Probabilité optimiste des revenus] + [Revenus pessimistes] x x [Probabilité pessimiste des revenus] – [Investissement net] = Valeur présente

374.805 x 90 % + 300.582 x 10 % - 308.0 = **59.38 M$**

La conclusion est qu'il serait préférable d'installer un nouveau groupe adapté dès la conception à l'exploitation en régime de pointe.

Note : même si on fait une analyse de sensibilité du GTA réfectionné, en mettant les probabilités les plus optimistes possible, on aura :

83.555 x 90 % + 37.161 x 10 % - 37.2 = 41.71 M$, ce que ne change pas la conclusion ici haut.

Appendice D
La méthode DELPHI

Estimation par la méthode Delphi des dépenses de maintenance des GTA

1. Mise en contexte

Sur un même réseau on peut avoir connectés différents types de fournisseurs l'énergie électrique qui peuvent solliciter les GTA en exploitation.

2. La problématique

Premièrement, l'indisponibilité et le manque de flexibilité de certains fournisseurs l'énergie amène principalement les centrales hydroélectriques à varier davantage leurs paramètres d'exploitation afin de moduler la puissance fournie et par cela d'équilibrer la production envoyée dans le réseau (faire du cyclage).

Deuxièmement, la demande des consommateurs varie beaucoup durant les heures de la journée, de telle sorte que des groupes hydroélectriques doivent être démarrés, même plusieurs fois par jour, pour assurer les pointes de la demande (faire de la production en pointe).

La conséquence des phénomènes mentionnés ici haut est que les groupes hydroélectriques voient leurs durées de vie raccourcies par ces sollicitations supplémentaires.

3. Sujet de l'analyse

La question à répondre est la suivante : quel est l'impact économique du nouveau mode d'exploitation sur les groupes hydroélectriques?

Pour avoir la réponse il faudrait considérer l'augmentation requise pour la maintenance en fonction d'un changement du mode d'exploitation, c'est-à-dire une augmentation importante des :

- Arrêt - démarrages fréquents d'un GTA : deux séquences d'arrêt / démarrage par jour versus une aux 6 mois (300 fois plus);
- Traverser avec la même fréquence les zones d'instabilité du GTA;
- Participation active à la régularisation de fréquence d'un réseau;
- Probabilité plus élevée de déclenchement du GTA par perte de charge.

Premièrement, une estimation doit être faite afin d'identifier combien de fois peuvent augmenter le nombre des interventions de maintenance :

- Maintenance systématique : **avant // après**
- Maintenance conditionnelle : **avant // après**
- Maintenance corrective : **avant // après**

Tableau no 1 – à compléter

Nombre des interventions de maintenance		**AVANT** (sans « pointe »)	**APRÈS** (avec « pointe »)
systématiques	**1 an**	**100 %** (= 1 / année)	%
	6 ans	**100 %** (= 1 / année)	%
	12 ans	**100 %** (= 1 / année)	%
conditionnelles / an		**100 %** (tq habituellement)	%
correctives / an		**100 %** (tq habituellement)	%

L'estimation de l'augmentation % de l'effort de maintenance devait être fait sur le prix cumulatif des :

- Matériaux et Pièces de rechange ($ / intervention : **avant // après**)
- Coût de la manœuvre pour l'intervention (heures * personne / intervention : **avant // après**)
- Coût de l'indisponibilité du GTA pendant l'intervention (heures du retrait requises / intervention : **avant // après**)

Tableau no 2 – à compléter

Dépenses en maintenance	**AVANT** (sans « pointe »)	**APRÈS** (avec « pointe »)
Matériaux et Pièces de rechange	**100 %** (tq habituellement)	%
Coût de la manœuvre	**100 %** (tq habituellement)	%
Coût de l'indisponibilité du GTA	**100 %** (tq habituellement)	%

4. Résultats et interprétation

Dans un premier pas, les questions précédentes ont été répondues par 3 spécialistes / experts en maintenance des GTA d'Hydro-Québec :

Répondant A : ingénieur responsable de la maintenance d'une centrale

Répondant B : technicien expert en maintenance d'une centrale

Répondant C : ingénieur en fiabilité support technique provincial

Les résultats obtenus se trouvent dans les deux tableaux présentés ici-bas :

Tableau no 1 – **complété avec itération #1**

Nombre des interventions de maintenance		**AVANT** (sans « pointe »)	**APRÈS** (avec « pointe »)			
			Rép.À	**Rép.B**	**Rép.C**	**Moyenne T1**
systématiques	**1 an**	**100 %** (= 1 / année)	**100 %**	**100 %**	**125 %**	108 %
	6 ans	**100 %** = 1 / année)	**125 %**	**100 %**	**150 %**	125 %
	12 ans	**100 %** (= 1 / année)	**125 %**	**100 %**	**150 %**	125 %
conditionnelles / an		**100 %** (tq habituellement)	**150 %**	**120 %**	**200 %**	157 %
correctives / an		**100 %** (tq habituellement)	**200 %**	**130 %**	**300 %**	210 %

Tableau no 2 – **complété avec itération #1**

Dépenses en maintenance	**AVANT** (sans « pointe »)	**APRÈS** (avec « pointe »)			
		Rép.À	**Rép.B**	**Rép.C**	**Moyenne T2**
Matériaux et pièces de rechange	**100 %** (tq habituellement)	**125 %**	**130 %**	**125 %**	127 %
Coût de la main-d'œuvre	**100 %** (tq habituellement)	**125 %**	**120 %**	**150 %**	132 %
Coût de l'indisponibilité du GTA	**100 %** (tq habituellement)	**125 %**	**180 %**	**120 %**	142 %

Dans un deuxième pas, les tableaux avec les valeurs complétées par chaque intervenant, ainsi que la moyenne des répondants ont été envoyées pour éventuel ajustement à chacun des intervenants.

Les résultats obtenus se trouvent dans les deux tableaux révisés et présentés ici-bas :

Tableau no 1 – **complété avec itération # 2**

Nombre des interventions de maintenance		**AVANT** (sans « pointe »)	**APRÈS** (avec « pointe »)			
			Rép.À	**Rép.B**	**Rép.C**	**Moyenne T1**
systématiques	**1 an**	**100 %** (= 1 / année)	**110 %**	**100 %**	**125 %**	**112 %**
	6 ans	**100 %** (= 1 / année)	**125 %**	**100 %**	**150 %**	**125 %**
	12 ans	**100 %** (= 1 / année)	**125 %**	**100 %**	**150 %**	**125 %**
conditionnelles / an		**100 %** (tq habituellement)	**150 %**	**120 %**	**200 %**	**157 %**
correctives / an		**100 %** (tq habituellement)	**200 %**	**130 %**	**250 %**	**193 %**

Tableau no 2 – **complété avec itération #2**

Dépenses en maintenance	**AVANT** (sans « pointe »)	**APRÈS** (avec « pointe »)			
		Rép.À	**Rép.B**	**Rép.C**	**Moyenne T2**
Matériaux et pièces de rechange	**100 %** (tq habituellement)	**125 %**	**130 %**	**125 %**	**127 %**
Coût de la main-d'œuvre	**100 %** (tq habituellement)	**125 %**	**120 %**	**150 %**	**132 %**
Coût de l'indisponibilité du GTA	**100 %** (tq habituellement)	**150 %**	**180 %**	**150 %**	**160 %**

En utilisant les résultats de l'itération #2, en moyenne le **nombre des interventions** de maintenance requises augmenterait dans une proportion de :

$$\% \text{ Nr } = (T1.1 + T1.2 + T1.3 + T1.4 + T1.5) / 5 =$$

$$= (112 + 125 + 125 + 157 + 193) / 5 = 143 \%$$

En utilisant les résultats de l'itération #2, en moyenne les **Dépenses d'une intervention** de maintenance augmenteraient dans une proportion de :

$$\% \text{ \$ unitaire } = (T2.1 + T2.2 + T3.3) / 3 =$$

$$= (127 + 132 + 160) / 3 = 140 \%$$

Si l'augmentation du nombre des interventions de maintenance est combinée avec l'augmentation unitaire des Dépenses il en résulte pour les dépenses de maintenance :

% dépenses de maintenance = % Nr * % \$ unitaire = 143 % * 140 % = **200 %**

Conclusions :

Suite aux discussions avec les experts, nous avons conclu l'impact du changement d'objectif pour lequel le GTA a été conçu (charge de base) en opération d'équilibrage / de pointe :

- Au cours de la première année de fonctionnement dans le nouveau mode, il a été estimé que les coûts de maintenance augmenteront de 50 % pour une charge équivalente rajoutée pour équilibrage.
- Pour les années à venir, les 50 % pour les premiers augmenteront progressivement pour atteindre 200 % en fin de cycle de vie.
- On a remarqué que pour le nouveau mode de fonctionnement en pointe, la référence pour la maintenance requise devrait être la maintenance habituellement prévue pour une unité conçue pour fonctionner en pointe plutôt que la maintenance réelle en exploitation « normale ». Il a été estimé que la maintenance maximale dans ce cas pourrait être 50 % plus élevée que la charge de base.

Ces 3 valeurs (50 % de plus pour la première année, 200 % pour une rampe linéaire en fin de cycle de vie et la maintenance de référence pour une production en pointe de 50 % plus élevé que pour le fonctionnement en exploitation « normale ») ont été utilisées pour le modèle technico-économique.

Appendice E

Article publié à ESREL 2021

- European Safety and Reliability Conference -

A Look at the Influence of Hydraulic Power Generator Operation on Hydraulic Passages

Cecilia Lazar, Jr. engineer
University du Québec à Trois-Rivières, Canada, E-mail: Cecila.Lazar@uqtr.ca

Martin Gagnon, Ph.D.
Researcher at Hydro-Québec's research institute (IREQ), Canada, E-mail: gagnon.martin11@hydroquebec.com

Georges Abdul-Nour, Ph.D., P.Eng, FISEAM
Professor at the department of Industrial engineering, University du Québec à Trois-Rivières, Canada, E-mail: Georges.Abdulnour@uqtr.ca

Abstract
A Hydraulic Power Generator unit can be designed to provide base load or to be used in peaking mode. Operation in peaking mode is more demanding and will influence not only the Generator and turbine but also the Hydraulic Passages. A unit operating in peaking mode but not designed for it might need supplementary maintenance that will influence both its profitability and the portfolio business case. For an existing unit designed for base load but submitted to peaking mode, the impact of increased maintenance costs on the project profit and production price was studied. The techno-economic analysis reveals that there is a critical point beyond which the supplementary load generated will make operation in peaking mode unprofitable. The results indicate that to build a profitable portfolio, it is crucial to make an informed decision concerning the supplementary load imposed on a Hydraulic Power Generator.

Keywords: peaking, balancing, critical point, renewable, hydraulic passages, maintenance costs, profitability.

1. Introduction

A power system usually combines both an energy production facility and consumers across an electrical grid. The grid can form very large networks, such as national networks, or small networks, such as isolated networks. Different types of energy suppliers can be connected on the same electrical grid, some of which are less flexible and/or less available, depending on the primary source of energy used.

Some suppliers have the drawbacks of reduced availability and less flexibility, such as Photovoltaic Panels (PP) or Wind Turbines (WT). As a result, they need to be balanced by another more flexible and more available power provider, such as a Hydraulic Power Generator (HPG) (LMH 2013). Nowadays, market demands are a lot different than those at the end of the 19th century.

In the past, consumption was mostly constant (large industry) with a relatively small proportion of individual units (small household consumption). Presently, consumption is becoming more and more unpredictable (industry, transport, services) with higher demands from individual units requiring more balancing (Uria-Martinez et al. 2018; US Bureau of Reclamation 2005; Burnett 2016).

Depending on the type of operation requested, an HPG can be called upon to both balance the other producers and regulate network variations due to consumers (LMH 2013; Chengguo et al. 2018). In order to meet demand, some HPGs that were previously designed for operation in base load currently need to operate more and more at partial load or even in peaking mode (Ferrand 1958). Therefore, due to the change in operating mode, HPG see significantly increased stresses compared to design specifications (March 2017). The outcomes of this change on the life expectancy of HPG are yet unknown (Codrington et al. 1982).

HPG operation interacts with hydraulic passages (HYPS) defined as the water path that passes through the HPG. Over time, the historical evolution of all factors (producers, consumers, network composition) is trending toward higher demand for balancing and peaking (LMH 2013; Burnett 2016). This phenomenon has a direct impact on the HPG, but also on the HYPS (Adamkowski et al. 2010). The repercussions on service life if not properly acknowledged can lead to premature aging, or a risk of failure, especially for old installations, some of them 100 years old or more. The proposed analysis will pay particular attention to HYPS, which is often overlooked in terms of aging.

Proceedings of the 31st European Safety and Reliability Conference
Edited by Bruno Castanier, Marko Cepin, David Bigaud, and Christophe Berenguer
Copyright © ESREL 2021.*Published by* Research Publishing, Singapore.
ISBN: 978-981-18-2016-8; doi:10.3850/978-981-18-2016-8_225-cd

Operation in peaking mode results in additional loads coming from: network regulation, transient load, part load operation, frequent stops/starts, extreme loads by protection. Some of those forces might degrade the HYPS more than generators or turbines (Gagnon et al. 2018; Bakken and Bjørkvoll 2002). For the most part, maintenance efforts due to peaking will be increased to counteract the effect of these loads. Given the new operating reality, it is important to know the impact of this new operating mode on the HPG business plan. Once the factors of influence are identified, a management asset strategy for HYPS can be developed according to the associated HPG operation in order to optimize maintenance, control risks and control the life cycle of the equipment (Adamkowski et al. 2010).

The main objective of this approach is to compromise between higher maintenance due to load charges and profit. This permits a tailored maintenance program for HYPS to increase their reliability and their service life. The present study focuses on HYPS, which might become the weakest component in terms of aging since they cannot be refurbished as easily as other components of the HPG. In these new circumstances, it is important to know the impact of the new mode of operating on the HPG business plan and how to adapt maintenance plans accordingly, particularly for HYPS, in order to increase their reliability and their lifetime (Adamkowski et al. 2010; Nicolet et al. 2010).

A few simulations were developed for different peaking loads of an HPG not designed for such operation. The optimal overload will be defined as a critical point for the project value. The profitability of the HPG and renewable energies portfolio will be studied as well. Then, after a discussion, conclusions will be drawn and recommendations made.

2. Methodology

A techno-economic analysis method is used to evaluate project profitability. The typical accounts for an asset ledger summarizing the revenues, expenses, capital, amortization, dividends, and fees are used to obtain the project value. In this study, the classical mathematical model is enhanced to assess the impact of the increased maintenance costs caused by peaking mode on profit and on production price. The Delphi Method [DM] was used to obtain information on the maintenance factors.

The reference maintenance for a normal HPG (M_{HPG}) operated mainly in base load is estimated as a percentage (typically 20%) of the reference price cost (5¢/kWh used for calculations):

$$ME_{HPG} = 0.2 * PC_{REF}$$

The reference maintenance for an equivalent HPG'' designed and operated in peaking (ME_{HPG}'') is estimated at 50%, more than for the base load operation [DM]:

$$ME_{HPG}'' = 1.5 * ME_{HPG} = 1.5 * (0.2 * PC_{REF})$$

When an HPG designed for base load receives equal power for balancing in grid, it is expected that the operation in peaking mode will increase maintenance costs by 50% compare to an HPG'' already designed for such operation [DM]. A 50% rise for each 100 MW overload block (OVL) added to the base load HPG is assumed:

$$ME_{OVL} = ME_{HPG}'' * \left[\left(1 + 0.5\ \frac{OVL\ [MW]}{100\ [MW]}\right)\right]$$

The above assumptions are for the first year of HPG operation and the maintenance effort is expected to rise to 200% by the end of the 50 year life cycle [DM]. Considering this hypothesis, for a specific year (i), the maintenance costs used in the model (before wage inflation) becomes:

$$ME_i = [\ 1.5\ *\ (0.2 * PC_{REF})] * \left[\left(1 + 0.5\ \frac{OVL}{100}\right)\right] * \left[1 + (i-1)\frac{(200\ \% - 100\ \%)\ /\ 100\ \%}{50-1}\right]$$, thus:

$$ME_i = (0.3 * PC_{REF}) * \left(1 + 0.5\ \frac{OVL}{100}\right) * \left(1 + \frac{i-1}{49}\right)$$

In accordance with the Delphi technique, a surveying panel was used to estimate the impact on maintenance. For an HPG designed to operate in base load, the operating mode is changed for flexible operation. A list of questions was submitted to a group of experts to quantify the increase in maintenance expenses in peaking operation. The conclusions from these questionnaires are used as hypotheses in the mathematical model described above. Maintenance is considered ideal; each intervention would restore the reliability of the original equipment.

This profitability analysis remains at the conceptual level and it is based on generic common values for each technology studied and network configuration. The annual value of different peaking loading scenarios is evaluated in this study. To simplify estimation, standard HPGs of 100 MW units are considered for each operating scenario. The units are assumed to be new and the life cycle is considered to be 50 years. Some hypotheses and simplifications are made in order to easily compare a so-called

"normal" operation (in base load) with a "peaking/cycling" operation. The unit value for investment has been chosen in accordance with energy sector standards (OCDE/AIE 2003). Acquisitions are financed by loan for the entire capital. The HPG under consideration is required to peaking without taking into account the concept of optimal operation in power or energy. Incentives or subsidies are not considered in the analyses. A choice was made to ignore the type of inflexible producer added to the grid, so the additional MWs are "generic".

As a first step, the study highlighted that it might be unprofitable to operate an existing HPG in peaking mode. Then, for different portfolio business cases, the production price is estimated by combining the HPG price in peaking mode with the prices of the alternative resources under discussion (Klun et al. 2020; Canadian Wind Energy Association 2019; Hydro-Québec 2020; Pieblеu 2020).

3. Results

3.1 Model verification

For a standard 100 MW HPG, the input data and correspondent values are presented in Table 1.

Table 1: Input data considered for a generic 100 MW HPG.

Input data	value	(unit)
Typical Power Plant	100	MW
Average duty cycle HPG (new)	240	day/y
HPG availability factor at end of life	90	%
POWER participation factor	10	%
ENERGY selling price (base load)	8	¢/kWh
POWER selling price (peaking load)	10	¢/kWh
Annual price index increase	1.5	%
Unit cost for the initial investment	2000	$/kW
Initial investment	372	$M
Residual value percentage	10	%
Final value	37	$M
Annual operating expenses (OE)	6.57	$M
AOE at the end of life cycle	80	%
Annual maintenance expenses (ME)	6.57	M$
AME at the end of life cycle	200	%
Wage inflation	2.0	%
Interest rate for loan	5	%
TPS (taxes on public services)	0.55	%
Hydraulic Royalties	3.36	$/MWh
Dividends to the Government	0.0	$M/y
Income tax	25	%
MARR (min acceptable rate return)	6	%

The model was verified for the first time by comparing the entire fleet in accordance with values in the Hydro-Quebec 2019 financial report (Hydro-Québec 2020). The production price, the revenues and the expenses were calculated on average for all HPG without taking into account the difference in actual profitability. For this calculation, the maintenance ME is considered 15% of production costs at 3.1¢/kWh. It is considered a 100 MW HPG in base load and the values for different accounting categories show a deviation of no more than 3% from the report. Overall, the Annualized Project Value tends to differ by 1% (0.135 out of $10.88M) from the announced value, making the example acceptable for the purposes of our preliminary study.

The model was verified for a second time based on the information from a specific newly commissioned power plant; see the input data in Table 2.

Table 2: Verification of the model using a specific HPG.

Input data	value	(unit)
Typical Power Plant	100	MW
Average duty cycle HPG (new)	240	day/y
HPG availability factor at end of life	100	%
POWER participation factor	0	%
ENERGY selling price (base load)	6.512	¢/kWh
POWER selling price (peaking load)	0	¢/kWh
Annual price index increase	2.9	%
Unit cost for the initial investment	4333	$/kW
Initial investment	807	$M
Residual value percentage	0	%
Final value	0	$M
Annual operating expenses (OE)	2.716	$M
AOE at the end of life cycle	100	%
Annual maintenance expenses (ME)	2.716	M$
AME at the end of life cycle	200	%
Wage inflation	2.0	%
Interest rate for loan	5	%
TPS (taxes on public services)	0.55	%
Hydraulic Royalties	3.36	$/MWh
Dividends to the Government	0	$M /y
Income tax	0	%
MARR (min acceptable rate return)	6	%

The production price is obtained by running the model to obtain zero-project value. Considering the ME at 10% of a 3.1¢/kWh fleet reference production cost, the initial investment, and the hypotheses for a new power plant, the production price is 6.54¢/kWh. The results give a deviation of approximately 2% from the official value announced for the production price (6.4¢/kWh). These results are considered acceptable for the purposes of our preliminary study.

3.2 Sensitivity analysis for an HPG

For our study, the critical point was defined as the maximum overload value, which nullifies the value of the annual revenues of the HPG in peaking mode. The model has made it possible to identify and compare the critical point.

The results show the circumstances that would render the HPG (not designed for overload) unprofitable. A standard 100 MW HPG is considered for each operating scenario.

3.2.1 *Scenario 1 – HPG in base load operation*

A first scenario was created for a "normal" group, without peaking or balancing overload. The related maintenance and production price were confirmed. The values used are presented below in Table 3.

Table 3: HPG base load operation.

Input data	value	(unit)
Typical Power Plant	100	MW
Average duty cycle HPG (new)	240	day/y
HPG availability factor at end of life	90	%
POWER participation factor	10	%
ENERGY selling price (base load)	8	¢/kWh
POWER selling price (peaking load)	10	¢/kWh
Annual price index increase	1.5	%
Unit cost for the initial investment	2000	$/kW
Initial investment	372	$M
Residual value percentage	10	%
Final value	37	$M
Annual operating expenses (OE)	8.760	$M
AOE at the end of life cycle	80	%
Annual maintenance expenses (ME)	8.760	$M
AME at the end of life cycle	200	%

The calculation is made for:

- the selling price energy/power 8/10¢/kWh;
- maintenance (ME) representing 20% of production costs (reference of 5¢/kWh).

The result shows a profitable project with an annualized value of $5.8M and a production price of 7.174¢/kWh.

3.2.2 *Scenario 2 – HPG designed for overload*

A second scenario was created for a group designed for peaking and operated in overload. The calculation validated the model for this case and confirmed the appraisal of the Delphi method (sustained maintenance imposed by overload operation).

The parameter values from previous verifications are presented in Table 4.

Table 4: HPG designed for overload.

Input data	value	(unit)
Typical Power Plant	100	MW
Average duty cycle HPG (new)	240	day/y
HPG availability factor at end of life	90	%
POWER participation factor	90	%
ENERGY selling price (base load)	8	¢/kWh
POWER selling price (peaking load)	10	¢/kWh
Annual price index increase	1.5	%
Unit cost for the initial investment	2200	$/kW
Initial investment	410	$M
Residual value percentage	10	%
Final value	41	$M
Annual operating expenses (OE)	8.760	$M
AOE at the end of life cycle	80	%
Annual maintenance expenses (ME'')	13.140	$M
AME at the end of life cycle	200	%

The calculation is made for:

- the energy/power price 8/9¢/kWh;
- maintenance (ME'') = 1.5 * ($ME_{scenario1}$).

The result shows a profitable project with an annualized value of $5.9M.

3.2.3 *Scenario 3 – HPG not designed for peaking*

To simulate the overload, 100 MW blocks were added one after another to the reference HPG designed for base load operation. The balancing/peaking efforts result in additional maintenance, which will affect the profitability of the project. The results of the Delphi method for maintenance expenses (ME_{OVL}) are used in the mathematical model. The trends show a decrease in profitability due to increased maintenance. In this case, the critical point is approximately 150 MW. Beyond this overload, the annualized value becomes negative, thus the operation of the HPG becomes unprofitable. Table 5 shows the general input data and Table 6 gives the project values for different overload scenarios.

Table 5: HPG in overload.

Input data	value	(unit)
Typical Power Plant	100	MW
Average duty cycle HPG (new)	240	day/y
HPG availability factor at end of life	90	%
POWER participation factor	10	%
ENERGY selling price (base load)	8	¢/kWh
POWER selling price (peaking load)	10	¢/kWh
Annual price index increase	1.5	%
Unit cost for the initial investment	2000	$/kW
Initial investment	372	$M
Residual value percentage	10	%
Final value	37	$M

Table 6: Values for 100 MW HPG in overload.

Grid (MW)	Project annual value (M$)	Prod. cost (¢/kWh)	Annual maintenance ME_{OVL} (M$)
100	5.768	7.174	-8.760
200	-5.125	10.540	-19.710
300	-14.645	12.283	-26.280
400	-24.165	14.025	-32.850
500	-33.685	15.770	-39.420
600	-43.205	17.514	-45.990

The results from Table 6 are shown in Figure 1 below. Figure 2 of the inverse function shows that the critical overload is 52 MW.

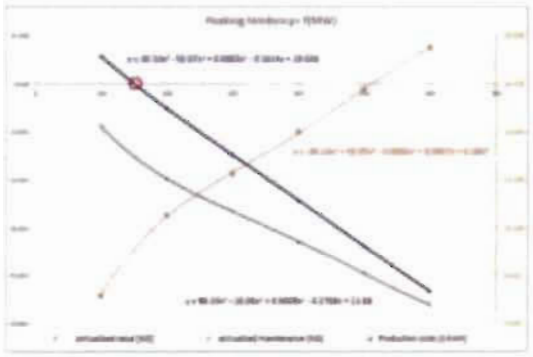

Fig. 1: Values for HPG not designed for peaking, but overloaded.

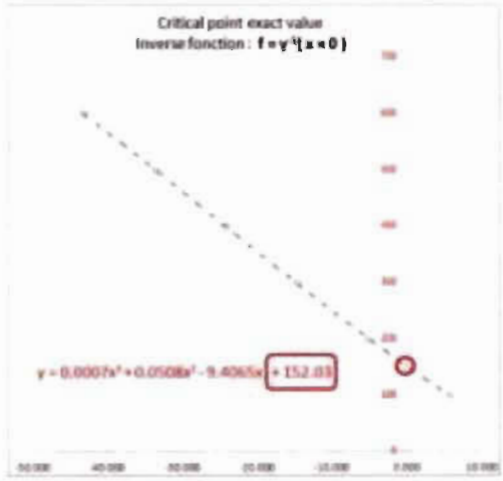

Fig. 2: Critical overload point for an HPG not designed for peaking, but overloaded.

The calculation is made for:

- the energy/power prices 8/9¢/kWh;
- the reference maintenance for peaking operation (scenario 2) increased by 50% for each 100 MW load added in balancing overload.

3.2.4 *Sensitivity analysis to sale price*

The hypotheses and the values from Scenario 3 are the same, except the energy/power prices, which become 9/11¢/kWh. Figure 3 shows the results.

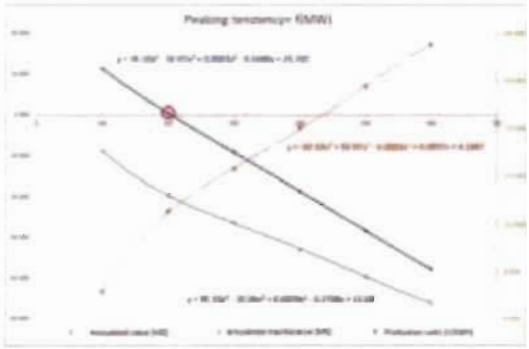

Fig. 3: Sensitivity analysis for the sale price.

A higher sale price will allow an additional overload of about 100 MW (100% of the reference power).

3.2.5 *Sensitivity analysis to reference production price*

The hypotheses and values of Scenario 3 are the same, with the exception of the production price used to calculate maintenance costs, which becomes 4¢/kWh. The values are given in Figure 4.

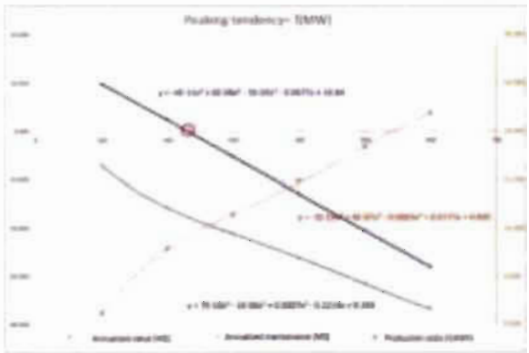

Fig. 4: Sensitivity analysis for the reference production price.

The decrease in maintenance moves the critical point to the right allowing an additional overload of about 130 MW (130% of reference power).

3.2.6 *Sensitivity analysis to percentage of maintenance*

The hypotheses and values from Scenario 3 are the same, except the percentage used to calculate maintenance costs, which is now 15% instead of 20%. Figure 5 shows the results.

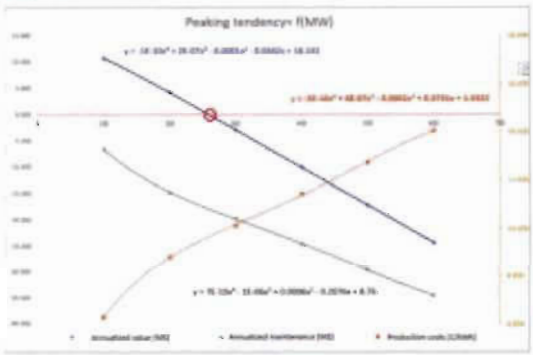

Fig. 5: Sensitivity analysis for the percentage of maintenance.

Decreasing maintenance by 15% moves the critical point to the right allowing an additional overload of about 160 MW (160% of reference power).

3.3 Optimal results for a network

A sample calculation was performed for the production price corresponding to a critical 152 MW.

The "generic" MW is converted into real MW by a factor that considers the degree of peaking/balancing stress for alternative producers. It was assumed that overall WT have a 1/3 more demanding operating profile than an HPG of equivalent power. In contrast, PP would result in 5 times less peaking than an equivalent HPG. Another factor to consider is the current production price of the HPG, recalculated for overload operation. In addition, the current production prices for each of the alternative energies added for balancing should be considered in the specific context.

The production price result, which increases to 9.21¢/kWh for the HPG in Scenario 3, (see Section 3.2.3), is presented in Figure 6.

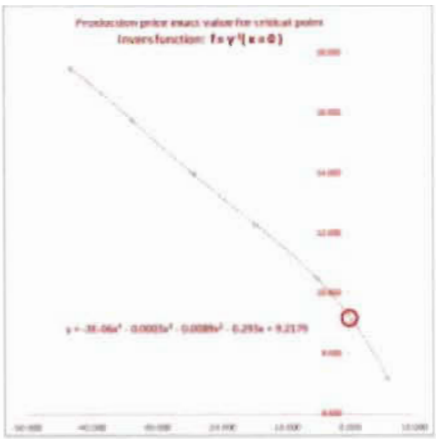

Fig. 6: Production price increase for an HPG in overload.

The portfolio is composed as follows:

152 MW = 100 MW [HPG] + 52 MW [WT+PP]

If 40% WT and 60% PP are considered, as well as the criterion of equivalent power mentioned above, the real power of the alternative producer to be added in overload will be:

52 MW [WT+PP] = 16 MW [WT] + 156 MW [PP]

The global production cost for this critical portfolio "mini-grid" would be 8.72¢/ kWh.

4. Discussion

The profitability of an HPG in peaking mode is fragile and the economic balance depends heavily on its maintenance costs. By varying different parameters, the simulations demonstrate that there is no change in the conclusions regarding either the critical point project value, or the network optimization.

In the model used, the price corresponding to the HYPS was included in the overall HPG maintenance price. For a better estimate, it should be separated and the actual costs of the assets that are impacted should be considered. This implies that maintenance budgets should be distributed diligently and particular attention should be given to the hydraulic passage. Unlike generator or turbine failures, which tend to result in unprofitable projects, hydraulic passages are difficult to refurbish and have failure modes that can lead to major accidents with dramatic consequences (Fernand 1958; Nicolet et al. 2018).

Decision making for the operation of the fleet portfolio should be part of a study based on actual network parameters. As a result, the overall production price could be optimized.

5. Conclusion

The results show that maintenance expenses have a significant influence on cash flow. For each scenario studied, it appears that there is a critical point in terms of added MW, beyond which the operation of HPG becomes unprofitable. Depending on the specific parameters considered for the scenario, the critical load can range from a few percent to several times the power of the "master" HPG, without making it unprofitable. Considering the peaking stress factor of different producers, it is more suitable to use a PP than a WT. Since these technologies are evolving, it would be wise for the business plan to consider a portfolio containing a mix of WTs and PPs.

In order to draw conclusions for a given project, it should be necessary to insert into the model specific parameters of the plant, of the grid and from the economic-financial context. To improve the results, assumptions should be replaced by actual values specific to each project, such as actual operating and maintenance expenses, the effectiveness of maintenance on reliability, cost trends, etc. We believe that it is important to estimate the participation and the impact of HYPS throughout the HPG, firstly for peaking solicitations and secondly for associated maintenance, to further guide decision making.

References

Adamkowski A., Lewandowski M., Lewandowski S. (2010). Evaluation of the Remaining Lifetime of Steel Penstocks in Hydropower Plants. 16th International Seminar on Hydropower Plants, Vienna University of Technology.

Bakken B., Bjørkvoll T. (2002). Hydropower Unit Start-up Costs. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1043646.

Burnett M. (2016). Energy Storage and the California "Duck Curve". Stanford University. http://large.stanford.edu /courses/2015/ph240/burnett2.

Canadian Wind Energy Association - CanWEA (2019). A Wind EnergyVision for Canada. https://canwea.ca/vision/.

Chengguo Su, Chuntian Cheng, Peilin Wang (2018). An MILP model for short-term peak shaving operation of cascaded hydropower plants considering unit commitment. *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering & IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*.

Codrington J.B. et al. (1982). Computer Representation of Electrical System Interaction with a Hydraulic Turbine and Penstock. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Volume PAS-101*.https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4111647.

Electrical Power Research Institute (2016). Choosing Electricity Generation Technologies, Generation Technology Reference Card. *EPRI 3002007003, 18 March*.

Ferrand G. (1958). À propos du cinquantenaire d'une conduite forcée, *La Houille Blanche n° 2, France*.

Gagnon M., Thibault D., Blain M. (2018). On the expected monetary value of hydroelectric turbine start-up protocol optimisation. *World Congress on Engineering Asset Management*. https://www.researchgate.net/publication/337745383.

Girma T. Chalal, Rakesh Sharma (2019). Trends in an increased dependence towards hydropower energy utilization - a short review. *Cogent Engineering Journal, Volume 6*. https://doi.org/10.1080/23311916.2019.1631541.

Hydro-Québec (2020). 2019 Rapport annuel - Hydro-Québec.

Hydro-Québec (2020). Énergie solaire photovoltaïque – Coûts et rentabilité. https://www.hydroquebec.com/solaire/couts

OCDE/AIE (2003). World Energy Investment Outlook. IEA Publications November 2003 (Ed. STEDI France), p. 349 et 435.

International Renewable Energy Agency (2018). Renewable power generation costs in 2017. *IRENA Journal January*, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/-Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf

Junius A. (2004). Le marché des centrales hydroélectriques. *IAEA Journal*. https://inis.iaea.org/collection/NCLCollectionStore /_Public/37/001/37001516.pdf

Klun Mateja, Zupan Dejan, Kryžanowski Andrej (2020). Vibrations of a hydropower plant under operational loads. *Journal of Civil Structural Health Monitoring 10:29–42*.

LMH Laboratory for Hydraulic Machines (2013). Hydropower stations performance and flexible operation towards lean integration of new renewable energies. L'Ecole polytechnique fédérale de Lausanne, *HYPERBOLE FP7 – ENERGY Journal of Physics*.

March Patrick (2017). Flexible Operation of Hydropower Plants. *EPRI Journal, 3002011185, Palo Alto, USA*.

Nicolet C., et al. (2010). Evaluation of possible penstock fatigue resulting from secondary control for the grid. *IEEE Journals & Magazine*.

Nicolet C., et al. (2018). Hydraulic Transient Survey at Cleuson-Dixence with Real-Time Hydro-Clone Monitoring System. *International Journal of Hydropower & Dams octobre, Gdansk, Poland*.

Pichleu France (2020). Les panneaux solaires photovoltaïques: prix et rentabilité. https://www.pichleu.fr/page/solaire-panneaux-photovoltaiques-prix-installation

Uria-Martinez R., Johnson M., O'Connor Patrick W. (2018). 2017 Hydropower Market Report. US Department of Energy - Oak Ridge National Laboratory.

US Bureau of Reclamation (2005). Hydroelectric Power. US Department of the Interior - Hydropower Program.