



Sorbonne Université

Ecole doctorale Géosciences, Ressources Naturelles et Environnement

INRAE – UR HYCAR

Indicateurs d'impacts des changements hydroclimatiques sur la gestion des réservoirs hydroélectriques

Par Anthony LEMOINE

Thèse de doctorat de Hydrosiences, environnement et ressources en eau

Dirigée par Maria-Helena RAMOS et Vazken ANDRÉASSIAN

Présentée et soutenue publiquement le 1^{er} juin 2021

Devant un jury composé de :

M. Gil MAHÉ , Directeur de Recherche, IRD, HSM, Montpellier	Rapporteur
M. Benoît HINGRAY , Chargé de Recherche, CNRS, IGE, Grenoble	Rapporteur
Mme Agnès DUCHARNE , Directrice de Recherche, CNRS, METIS, Paris	Examinatrice
M. Richard ARSENAULT , Professeur, ÉTS, HC3, Montréal	Examineur
M. Rémy GARÇON , Expert hydrométéorologue, EDF, DTG, Grenoble	Invité
Mme Maria-Helena RAMOS , Directrice de Recherche, INRAE, HYCAR, Antony	Directrice de thèse
M. Vazken ANDRÉASSIAN , Ingénieur en chef IPEF, INRAE, HYCAR, Antony	Co-directeur de thèse

Titre : Indicateurs d'impacts des changements hydroclimatiques sur la gestion des réservoirs hydroélectriques

Résumé :

Cette thèse vise à identifier des indicateurs pertinents pour caractériser les incidences de l'évolution du climat sur la gestion des réservoirs hydroélectriques. Nous avons mis en place une chaîne de modélisation allant des projections hydroclimatiques à la gestion du stock en eau des réservoirs et de la production hydroélectrique. Cette chaîne de modélisation a été appliquée à quatre bassins versants français et à leurs réservoirs hydroélectriques, dont la gestion a été modélisée en utilisant une configuration simplifiée mais réaliste (Dordogne à Bort-les-Orgues, Ain à Vouglans, Durance à Serre-Ponçon et Verdon à Castillon).

L'extraction de projections de températures et de précipitations du portail DRIAS de Météo-France (8 GCM/RCM EURO-CORDEX, RCP 4.5 et 8.5, de 1976 à 2100) nous a permis d'obtenir, avec le modèle hydrologique GR6J, les projections des débits d'apports aux réservoirs. Nous avons constaté une augmentation de la température moyenne annuelle des bassins versants de l'ordre de + 1.4°C à + 2.4°C en 2050 et de + 1.8°C à + 4.6°C en 2080, selon le RCP choisi. Les précipitations augmenteraient en hiver (de + 3.3 % à + 9 % en 2050 et de + 3.2 % à + 14 % en 2080, selon le RCP) et diminueraient en été (de - 4.5 % à - 10 % en 2050 et de - 2.9 % à - 9.5 % en 2080, selon le RCP). Quant aux débits, ceux-ci augmenteraient principalement en hiver (de + 3.3 % à + 9 % en 2050 et de + 3.2 % à + 14 % en 2080, selon le RCP) et diminueraient en été et à l'automne (de - 4.1 % à - 36.3 % en 2050 et de - 9.6 % à - 54 % en 2080, selon le RCP). Nous avons également remarqué que la baisse des précipitations sous forme solide conduit à une transition d'un régime de type nival à un régime de type pluvial des bassins de la Durance et du Verdon, au fur et à mesure que nous nous rapprochons de l'horizon 2080. Cette transition est plus rapide quand nous considérons le scénario de trajectoire de forçage radiatif le plus pessimiste (RCP 8.5). Face à ces changements, nous avons examiné les impacts sur le secteur hydroélectrique à l'aide de deux approches : les courbes guides de remplissage d'un réservoir et la gestion optimale par programmation dynamique stochastique.

L'analyse des courbes guides a considéré la constitution d'un stock en eau pour atteindre l'objectif d'une cote minimale en été, tout en respectant les lâchers relatifs aux débits réservés. Cette analyse simplifiée a permis de développer un indicateur pour caractériser la flexibilité des systèmes eau-énergie en climat futur. Il traduit les conditions dans lesquelles les volumes d'eau sont disponibles pour optimiser la production hydroélectrique. Pour les bassins avec un régime pluvial, si l'on souhaite avoir un volume optimisable futur équivalant au volume disponible en climat présent, une gestion avec un risque de défaillance de 10 % (niveau de satisfaction de 9 années sur 10), par exemple, devrait évoluer vers une gestion avec un risque de défaillance de 20 %, si on considère le scénario de changement climatique à l'horizon 2080 et avec le RCP 8.5. Pour les bassins alpins, le niveau de risque évoluerait de 10 % à 50 % pour ce même scénario.

A l'aide d'un modèle de gestion optimale, nous avons mis en lumière la manière dont les changements climatiques pourraient modifier la production électrique, les bénéfices immédiats (à prix de l'électricité identiques) et les performances des systèmes en termes de satisfaction d'une production cible aux échelles annuelle et mensuelle. Sur l'ensemble des réservoirs étudiés, nos résultats montrent une perte de production annuelle qui pourrait être comprise entre - 1.5 % et - 18.9 %, selon que l'on considère le scénario futur le plus optimiste étudié (horizon 2050, RCP 4.5) ou le scénario futur le plus pessimiste (horizon 2080, RCP 8.5). Ces baisses sont plus importantes pour les mois de juin et octobre et génèrent également des baisses de bénéfices, qui peuvent varier entre - 1.7 % et - 21 %. Quant aux indicateurs de performance, ils indiquent, en moyenne, une situation moins favorable dans le futur par rapport à la période historique de référence (1976-2005), et d'autant plus que l'on passe de l'horizon 2050 à 2080 et du RCP 4.5 au RCP 8.5. La fiabilité des systèmes (nombre d'états satisfaisants) diminuerait de l'ordre de - 15 % à - 30 %, et la résilience (taux de récupération moyen) de l'ordre de - 11 % à - 30 %. La vulnérabilité (amplitude moyenne du déficit) serait en hausse de + 15 % à + 50 %. L'analyse de variantes possibles des scénarios de gestion, en s'appuyant sur une possible augmentation de la demande en eau à l'aval et des débits réservés ou sur une modification de la chronique des prix de l'électricité, a montré que les prix de l'électricité avaient un impact plus important sur la gestion, notamment avec une dégradation plus grande des indicateurs de performance aux horizons futurs.

Mots clés : Hydroélectricité ; Ressources en eau ; Changement climatique ; Services climatiques ; Gestion de réservoirs ; Courbe guide ; Programmation dynamique stochastique ; Fiabilité ; Résilience ; Vulnérabilité ; Indicateurs d'impact.

Title: Impact indicators of hydroclimatic changes on the management of hydropower reservoirs

Abstract:

This thesis aims to identify relevant indicators to characterize the impacts of climate change on hydropower reservoir management. We set up a modeling chain from the hydroclimatic projections to the management of water storage and electricity production in hydropower reservoirs. The chain was applied to four French catchments and their hydroelectric reservoirs, whose management was modeled using a simplified but realistic configuration (Dordogne at Bort-les-Orgues, Ain at Vouglans, Durance at Serre-Ponçon and Verdon at Castillon).

Temperature and precipitation projections were extracted from the DRIAS portal of Météo-France (8 GCM/RCM EURO-CORDEX, RCP 4.5 and 8.5, from 1976 to 2100). They were used as input to the GR6J hydrological model in order to obtain the projections of river inflows to the reservoirs. The analysis was carried out for two future periods of 30 years centered in 2050 and 2080, and comparatively to the historic present climate (1976-2005). It showed that the average annual temperature over the catchments is projected to increase by 1.4°C to 2.4°C in 2050 and by 1.8°C to 4.6°C in 2080, depending on the RCP scenario and the catchment considered. Precipitation is projected to increase in winter (from 3.3% to 9% in 2050 and from 3.2% to 14% in 2080) and decrease in summer (from 4.5% to 10% in 2050 and from 2.9% to 9.5% in 2080). River flows are projected to increase mainly in winter (from 3.3% to 9% in 2050 and from 3.2% to 14% in 2080) and decrease in summer and fall (from 4.1% to 36.3% in 2050 and from 9.6% to 54% in 2080). The results also showed that, in the Durance and Verdon catchments, the decrease in snow leads to a transition from a nival-type hydrological regime in present climate to a pluvial-type regime as we get closer to the 2080 horizon. This transition is more rapid when we consider the more pessimistic radiative forcing scenario RCP 8.5. Given these changes, we investigated the impacts of hydroclimatic changes on the management of hydropower reservoirs using two approaches: probability-based rule curves and optimal management using stochastic dynamic programming.

The analysis based on probability-based rule curves considered the reservoir operation objective of a minimum level in summer, while meeting the regulatory minimum flow releases. Based on this simplified reservoir management analysis, we developed an indicator to characterize the flexibility of water-energy systems in a future climate. The indicator is based on the amount of water available to be potentially used for hydropower production. The results showed that, for catchments with a dominant pluvial regime (Dordogne and Ain), in order to have an equivalent amount of water available for hydropower production in 2080 under the scenario RCP 8.5 as the one available in the present climate, the level of risk of failure to meet the summer objective should increase from 10% under present climate (i.e., the objective is met in 9 out of 10 years) to 20% under future climate. For the Alpine catchments (Durance and Verdon) this level of risk increases to 50% for the same future climate scenario.

The analysis using an optimal management model highlighted how climate change projections affect hydropower generation, immediate benefits and system performance in terms of meeting an energy production target at the annual and monthly scales. For all the reservoirs, the results showed a loss of annual production between 1.5% and 18.9%, depending on whether we consider the most optimistic future scenario (horizon 2050 and RCP 4.5) or the most pessimistic one (horizon 2080 and RCP 8.5). Decreased production is more important in June and October. It generates lower benefits in the future comparatively to the present climate, with decreases that can vary between 1.7% and 21%. As for the performance indicators, they indicate, on average, a less favorable situation in the future, and even more so as we move from the 2050 to the 2080 horizon and from the RCP 4.5 to the RCP 8.5 scenario. System's reliability (number of times the system satisfactorily meets the energy production target) and resilience (average recovery rate) are projected to decrease by, respectively, 15% to 30% and 11% to 30%. System's vulnerability (average deficit of energy production) is projected to increase by 15% to 50%. The analysis of different management scenarios, based on increased future downstream water demand for irrigation or environmental flows and on changes in the future electricity prices, showed that electricity prices have a stronger impact on reservoir storage management and hydropower production, with a greater degradation of the systems' performance indicators at future time horizons.

Keywords: Hydropower; Water Resources; Climate Change; Climate Services; Reservoir Management; Guide Curve; Stochastic Dynamic Programming; Reliability; Resilience; Vulnerability; Impact Indicators.